

N° d'ordre :

**THESE**

présentée

pour obtenir

**LE TITRE DE DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL  
POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE**

École doctorale : **Science des Procédés**

Spécialité : **Génie des Procédés et de l'Environnement**

Par

**KHODJA Mohamed**

Ingénieur en Génie des procédés chimiques à l'Université des sciences et de Technologie Houari Boumediene d'Alger – Algérie  
Master Géosciences Environnement et Risque, Université Louis Pasteur Strasbourg - France

**LES FLUIDES DE FORAGE : ETUDE DES PERFORMANCES  
ET CONSIDERATIONS ENVIRONNEMENTALES**

Soutenu le Vendredi 15 Février 2008 devant le jury composé de :

BOURGEOIS Florent	Président	LGC/ENSIACET-INP Toulouse
DALMAZZONE Christine	Rapporteur	IFP Rueil-Malmaison Paris
VAN DAMME Henri	Rapporteur	ESPCI Paris
BERGAYA Faïza	Co-Directrice de thèse	CRMD/Orléans
CANSELIER Jean Paul	Directeur de thèse	LGC/ ENSIACET-INP Toulouse
DUPLAY Joëlle	Examinatrice	CGS/ULP Strasbourg
COHAUT Nathalie	Invitée	CRMD/Orléans
FERFERA Fethi	Invité	Sonatrach/CRD Boumerdès Algérie

## Résumé

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses pose des problèmes dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile -fluide de forage. Vu les imperfections des fluides à base d'eau (WBM) face aux problèmes des argiles, les systèmes de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) ont apporté des améliorations significatives. Cependant, la pollution qu'ils engendrent rend indispensable un traitement des boues usagées. Au cours de ce travail, nous avons voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives de chantier et ce, dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels.

Trois systèmes modèles de fluides du type WBM ont été sélectionnés : ils contiennent, en plus des polymères conventionnels (xanthane et cellulose polyanionique), des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles (polyacrylamide partiellement hydrolysé, silicates de sodium, polyalkylène glycols). La comparaison de leurs performances, grâce à l'utilisation d'une nouvelle méthode basée sur la filtration sur pastilles compactées, a été discutée :

- du point de vue macroscopique par l'analyse de leurs caractéristiques rhéologiques et de filtration, le suivi des interactions argile-fluide par l'étude des propriétés électrocinétiques, granulométriques et de rétention des polymères,
- et à l'échelle microscopique par diffraction X in-situ (wet cell) et par diffraction de la lumière.

Les caractéristiques rhéologiques et de filtration ont été corrélées aux propriétés électrocinétiques et complétées par l'étude des propriétés interfaciales et de mouillage. Le système aux silicates présente les meilleures performances en termes d'inhibition.

L'étude de la stabilité des systèmes émulsionnés (OBM) a porté sur l'influence du type et de la concentration des tensioactifs, de la proportion de phase dispersée et de la présence d'autres additifs. La concentration optimale est celle donnant un compromis entre une stabilité électrique acceptable, un pourcentage d'émulsion élevé et une meilleure résistance à la centrifugation. Le suivi de la variation de la phase émulsionnée, de la stabilité électrique et de la distribution granulométrique a permis de classer les différents émulsifiants. Parallèlement aux mesures rhéologiques, l'analyse des structures formées (émulsion-argile organophile) par diffusion des neutrons aux petits angles (SANS) a permis d'expliquer les mécanismes de stabilisation. Une nouvelle formulation d'émulsifiants, proposée pour un essai sur chantier, a donné des résultats encourageants par rapport aux formulations commerciales.

Au niveau du réservoir, l'impact des fluides de forage est appréhendé par l'étude des processus d'endommagement de la roche. Un de nos objectifs était de corrélérer les résultats globaux obtenus pour la formulation complète avec l'endommagement induit par les additifs seuls. Les essais réalisés ont montré l'influence de la nature, de la composition chimique, et de la granulométrie des additifs. Vu la complexité des phénomènes mis en jeu, la prévision de l'endommagement par une tentative de modélisation a décelé des liens entre les propriétés des fluides utilisés, les caractéristiques de la roche et l'importance de l'endommagement induit. La filtration statique favorise la formation du "cake" alors que la filtration dynamique contribue à l'invasion du filtrat.

Sur le plan environnemental, en plus des pertes de circulation des fluides pendant et après le forage, le bournier, en tant que collecteur des produits liquides et solides issus du forage, représente une grande source de pollution et de danger. Le diagnostic des techniques de traitement utilisées a montré des imperfections majeures pouvant induire des nuisances pour la santé humaine, l'écosystème et l'environnement. Le présent travail s'est focalisé sur quelques éléments de réponse à l'équation performance-coût-environnement, en proposant un traitement biologique.

## **Abstract**

In petroleum drilling operations, crossing shale formations poses problems whose solution is strongly related to the understanding of shale-drilling fluid interactions. Due to the lack of performances of water-based fluids (WBM) faced with shale problems, emulsified oil-based fluids (OBM) afforded significant improvements. However, the main technical difficulty lies in the treatment of the pollution generated by these emulsions. The present work intends to compare a maximum of laboratory data with actual field data and, hopefully, will bring a contribution to resolve practical problems.

Three WBM model systems were chosen: to conventional polymers (xanthan and polyanionic cellulose) shale swelling and dispersion inhibitors (partially hydrolyzed polyacrylamide, sodium silicates, polyalkyleneglycols) were added. Thanks to the use of a new compacted pellet-based filtration technique, their performances were discussed:

- from the macroscopic point of view, through the analysis of their rheological and filtration characteristics and the consideration of shale-fluid interactions by the study of electrokinetic properties, particle size distribution and polymer retention,
- and, on the microscopic scale, by in situ X-ray diffraction (wet cell) and light diffraction.

Rheological and filtration parameters were correlated with electrokinetic properties and confirmed by the variations of interfacial and wetting characteristics. The silicate system shows the best inhibition performances.

The study of OBM stability concerned the influence of surfactant type and concentration, dispersed phase ratio and other additives. The optimum surfactant concentration is that yielding a compromise between high electrical stability, high emulsion ratio and good resistance to centrifugation. The various emulsifiers were classified according to the variation of emulsion volume, electrical stability and drop size distribution. Parallel to rheological measurements, the analysis of the structures appearing in emulsion-organoclay mixtures by small angle neutron scattering (SANS) allowed to explain the mechanisms of emulsion stabilization. A new emulsifier mixture, proposed for a full-scale field test, yielded encouraging results, compared with those of commercial formulations.

In the reservoir, the effect of drilling fluids was apprehended by a formation damage study. Our objective was to correlate the global results obtained by a whole drilling fluid system with the damage generated by individual components. The tests showed the influence of the nature, composition and particle size of additives used in fluids. Due to the complexity of the phenomena involved, an attempt to model and predict damage showed some links between fluid properties, porous medium characteristics and induced damage ratio. Static filtration favors cake formation whereas dynamic filtration contributes to filtrate invasion.

As regards environment, in addition to circulation fluid loss during and after drilling, the pit, as a collector of liquid and solid products coming from drilling, is a big source of pollution and danger. The diagnosis of the treatment techniques used showed major imperfections able to induce hazards for human health, ecosystems and environment. With the proposal of a biological treatment, the present works approach a solution of performance-cost-environment equation.

## **Dédicaces**

A la mémoire de mon père "Ahmed"

## Remerciements

Ce travail est le fruit d'une collaboration entre la société Sonatrach/Division Centre de Recherche et Développement (CRD), le Laboratoire de Génie chimique (Institut National Polytechnique de Toulouse) et le Centre de Recherche sur la Matière Divisée (CNRS- Université d'Orléans).

Je tiens à remercier Mr Rabah Siaci, Directeur de la Division CRD/Sonatrach, d'avoir accepté la prise en charge de cette thèse.

Sans les facilités accordées par la Direction Gisements, le présent travail n'aurait pu être réalisé. Que Monsieur Fethi Ferfera, Directeur Gisements, trouve ici le témoignage de ma reconnaissance et mes remerciements pour sa présence en tant que membre invité du jury.

M Joël Bertrand, Directeur du Laboratoire de Génie Chimique, m'a accueilli parmi les doctorants de cette Unité Mixte de Recherche, associée au CNRS : qu'il en soit ici remercié. Et, je ne saurai oublier de remercier Mme Marie-Louise Saboungi, Directrice du CRMD à Orléans pour son accueil au laboratoire.

J'ai été très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur Florent Bourgeois, Professeur à l'ENSIACET, en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Mes remerciements vont aussi à Mme Christine Dalmazonne, de la Division Chimie et Physico-Chimie Appliquées de l'Institut Français du Pétrole, pour avoir bien voulu être rapporteur de cette thèse malgré ses multiples tâches.

Je tiens à exprimer ma plus vive gratitude à M. Henri Van Damme, professeur à l'Ecole Supérieure de Physique et Chimie Industrielle de Paris, d'avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse et d'y avoir consacré du temps en dépit de ses multiples engagements.

C'était autour d'une table dans le cadre d'un dîner, au 2<sup>ème</sup> Congrès Mondial de l'émulsion à Lyon que j'ai eu l'honneur et le plaisir de connaître M. Jean Paul Canselier du Laboratoire de Génie Chimique (LGC/INP Toulouse). J'éprouve aujourd'hui une grande satisfaction à travers la rédaction de cette thèse à le remercier d'avoir accepté d'encadrer et de suivre ce travail. J'exprime ici ma profonde reconnaissance pour sa disponibilité et son accueil chaleureux et familial. J'ai eu beaucoup de plaisir à travailler avec M. Canselier en qui j'ai trouvé un réservoir de connaissances scientifiques et culturelles. Mes séjours à Toulouse ont toujours été couronnés d'avancement et remplis de bons souvenirs. Je vous remercie, 'Chef', pour vos qualités humaines et votre gentillesse.

Un grand merci à Mme Christiane Canselier : avec elle, Toulouse c'était l'Algérie.

Travailler dans le domaine pétrolier, traiter un sujet sur le forage pétrolier et les fluides de forage, c'est aussi devoir connaître la nature minéralogique et physico-chimique des formations traversées qui souvent contiennent des argiles. De plus, le grand problème des puits de forage se pose au niveau de l'utilisation des argiles comme boues de forage et en tant que problèmes rencontrés. La résolution de ces questions passe en partie, par l'étude des interactions argile-eau. Il aurait été impossible pour moi de mener ce travail sans la guidance éclairée de Mme Faïza Bergaya, Directeur de Recherche au CNRS. Suite à mon premier contact avec elle en 2001 au CRMD à Orléans, et ensuite en 2002 au CRD à Boumerdès, elle sut éveiller ma curiosité envers les argiles et me poussa à aborder le sujet sous des aspects plus physico-chimiques et plus variés.

## **REMERCIEMENTS**

---

En plus du savoir scientifique acquis auprès de Mme Bergaya, mes passages à Orléans ont aussi aiguisé mon besoin de connaissances. Permettez-moi, Madame, de vous exprimer, ma gratitude pour votre apport scientifique et ma grande reconnaissance pour vos qualités humaines, votre accueil familial, et votre soutien inestimable.

Je ne saurais oublier de remercier M. Bergaya pour sa gentillesse et ses conseils amicaux au cours de mes séjours orléanais.

Les fluides de forage sont souvent considérés comme un bon exemple d'un milieu dispersé et d'étude des interfaces. Dans cette thèse co-dirigée par Mme Bergaya et M. Canselier, j'ai tenté de me positionner à l'interface entre une compétence reconnue internationale des argiles et un expert des tensioactifs et des émulsions. Avec ces deux co-encadrements, le temps m'a semblé trop court et je me dis toujours que je n'ai pas su profiter et bénéficier pleinement de leurs expertises respectives, surtout à un moment si proche de leurs retraites. Encore une fois un grand merci à eux deux.

Mes séjours à Orléans étaient toujours des moments de travail et de détente. Je remercie particulièrement Nathalie Cohaut, invitée à ce jury, pour son accueil, sa disponibilité, son aide et son soutien. Sans sa présence je n'aurais pas pu réaliser les essais de diffusion de neutrons à Saclay. Je tiens à remercier aussi, Mr Lapp au CEA, pour son aide et son assistance dans la réalisation des expériences de SANS.

En parallèle, de mes séjours à Toulouse et Orléans, j'ai eu le grand plaisir de connaître Mme Joëlle Duplay et l'équipe du Centre de Géochimie de la Surface de Strasbourg. Cela m'a permis de lancer d'autres projets d'analyse dans le cadre de ma thèse et d'aboutir au démarrage d'un projet de collaboration Franco-Algérien. Je remercie Mme Duplay de m'avoir donné l'occasion de travailler avec elle et d'avoir accepté de faire partie du jury de cette thèse. Mes vifs remerciements pour m'avoir accueilli chaleureusement. J'ai le sentiment de l'avoir toujours comptée parmi mes meilleurs amis.

Au terme de ma thèse, je tiens à adresser mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, donc à tout le personnel des Laboratoires CRD, LGC, CRMD et CGS. J'ai une pensée toute particulière pour la mémoire de mon collègue et frère H. Demri. Et je remercie tout particulièrement :

- au CRD en Algérie, mes collègues des directions Gisements, Géologie et TRH ainsi que les structures de soutien.
- à Toulouse, Mohamed Hadjkali, Jean-Luc Trompette, Karim, Hichem, Ilyes, Amel, Hakima, Lynda, Fahima, Malek, Abdullay et notre secrétaire, Dany.
- au CRMD à Orléans, je n'oublie pas mes amis : Aouad, Toma, Tri et José.
- à Strasbourg, où j'étais en famille avec l'équipe du Laboratoire, en plus de Joëlle, je remercie vivement Laurence, Malika, Tania, Fabienne, Françoise, Amélie, Jean Luc, Radja, Julia, Nicolas, Giles, et Yves. Je n'oublie pas mes chers amis Said, Salah, Mounir et Stéphane qui ont rendu mes séjours agréables.

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 chère épouse Malika, mes chers enfants, Rhyad et Adel, toutes mes excuses de vous avoir délaissés. Je vous remercie du fond du cœur d'avoir supporté mes absences répétées. Merci d'avoir été toujours là à côté de moi et au fond de mon cœur.

Je ne saurais terminer sans remercier mon père, ma mère et tous mes frères et sœurs ainsi que toute ma belle-famille de m'avoir soutenu et aidé pendant ces années.

# **SOMMAIRE**

## Sommaire

<b>Résumé</b>	
<b>Dédicaces</b>	
<b>Remerciements</b>	
<b>Liste des figures</b>	
<b>Liste des tableaux</b>	
<b>Nomenclature</b>	
<b>Abréviations utilisées</b>	

## INTRODUCTION

### CHAPITRE I : Bibliographie sur le forage et les fluides de forage

<b>I.1 Les fluides de forage</b>	2
I.1.1 Définition	2
I.1.2 Fonctions	3
I.1.3 Compositions des différents types	3
I.1.4 Propriétés des fluides de forage	6
<b>I.2 Les problèmes des argiles au cours du forage</b>	11
I.2.1 Classification des formations argileuses	11
I.2.2 Approches développées pour résoudre les problèmes posés	13
I.2.3 Additifs utilisés pour inhiber le gonflement des argiles et la dispersion des argiles	16
I.2.4 Techniques d'évaluation de l'inhibition des argiles	21
<b>I.3 Evolution des familles de polymères utilisés dans les fluides de forage</b>	22
I.3.1 Les polymères utilisés dans les fluides de forage	24
I.3.2 Les principaux polymères utilisés dans les formulations étudiées	25
I.3.2.1 La gomme de xanthane (xanthane)	25
I.3.2.2 Les celluloses polyanioniques (PAC) et le carboxyméthylcellulose	26
I.3.2.3 Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA)	27
I.3.2.4 Les glycols	28
I.3.2.5 Les silicates de sodium	28
<b>I.4 Agents tensioactifs et émulsions dans les fluides de forage</b>	30
I.4.1 Les agents tensioactifs	30
I.4.1.1 Classification des agents de surface	31
I.4.1.2 Propriétés des agents tensioactifs	32
I.4.2 Les émulsions	34
I.4.2.1 Types d'émulsion	34
I.4.2.2 Notion de HLB et sa détermination	35
I.4.2.3 Aspect des émulsions	36
I.4.2.4 Formation des émulsions	36
I.4.2.5 Caractérisation des émulsions	37
I.4.2.6 Stabilité des émulsions	38
I.4.2.7 Déstabilisation des émulsions	41
I.4.2.8 Méthodes expérimentales pour l'étude de la stabilité des émulsions	42
I.4.3 Les applications des agents de surface dans l'industrie pétrolière	44



<b>I.5 Filtration et Endommagement par les fluides de forage</b> .....	45
I.5.1 Filtration.....	45
I.5.1.1 Filtration statique.....	46
I.5.1.2 Filtration dynamique.....	46
I.5.2 Endommagement par les fluides de forage.....	47
I.5.2.1 Endommagement et mode de filtration.....	48
I.5.2.2 Endommagement et type de fluide de forage.....	48
I.5.2.3 Endommagement et méthodes de laboratoire utilisées.....	49
I.5.2.4 Endommagement par les fines.....	50
I.5.3 Modélisation de l'Endommagement.....	51
I.5.4 Synthèse sur la filtration et l'endommagement.....	53
<b>I.6 Pollution par les fluides de forage et techniques de traitement</b> .....	54
I.6.1 Généralités sur l'environnement.....	54
I.6.2 Les différentes approches d'intégration de l'environnement.....	55
I.6.3 Concepts managériaux de l'environnement dans l'activité du forage.....	57
I.6.4 Evolution de la technologie des fluides de forage.....	58
I.6.5 Pollution par les hydrocarbures et effets sur la santé.....	59
I.6.6 Méthodes de traitement de la pollution.....	60
<b>I.7 Synthèse</b> .....	63
<b>CHAPITRE II : Interactions Argiles-Polymères et propriétés de filtration</b>	
<b>II.1 Généralités sur les argiles présentes au niveau des champs algériens</b> .....	65
<b>II.2 Caractérisation des argiles du champ de Hassi Messaoud</b> .....	66
II.2.1 Composition minéralogique.....	68
II.2.2 Traitement préliminaire des cuttings d'argiles.....	68
II.2.2.1 Lavage des cuttings par différents solvants.....	69
II.2.2.2 Traitement thermique.....	70
II.2.3 Réactivité et Morphologie des cuttings d'argiles.....	71
<b>II.3 Les solutions de polymères</b> .....	73
II.3.1 Influence de la concentration et de la nature des polymères sur la rhéologie.....	73
II.3.2 Influence de la concentration en KCl sur la rhéologie.....	76
II.3.3 Influence de l'addition de bentonite sur la rhéologie.....	77
II.3.4 Influence de la concentration en polymères sur le potentiel Zêta et sur la transmission de lumière.....	79
II.3.5 Influence de la nature des polymères sur la tension superficielle.....	79
<b>II.4 Les fluides de forage</b> .....	80
II.4.1 Influence des additifs sur les propriétés rhéologiques et de filtration.....	80
II.4.2 Influence des additifs sur les propriétés électrocinétiques.....	83
II.4.3 Etude comparative des performances des fluides de forage.....	84
<b>II.5 Essais de filtration sur pastilles</b> .....	87
II.5.1 Préparation et caractérisation des pastilles.....	87
II.5.2 Caractérisation des fluides utilisés.....	88
II.5.3 Influence de la force de compaction.....	89
II.5.4 Influence de la concentration en KCl et en silicate de sodium.....	90
II.5.5 Influence de la température sur les propriétés de filtration.....	92

<b>II.6 Etude du pouvoir inhibiteur des fluides de forage</b> .....	93
II.6.1 Analyse des résultats laboratoire.....	93
II.6.2 Analyse des tests réalisés sur chantier par le système au silicate.....	97
<b>II.7 Evaluation des performances des interactions polymère – minéral</b> .....	100
II.7.1 Analyse par Wet-cell X ray Diffraction.....	100
II.7.2 Granulométrie des mélanges Bentonite-Polymère.....	102
<b>II.8 Discussion et synthèse</b> .....	105

### **CHAPITRE III : Les Tensioactifs et les Emulsions dans les fluides de forage**

<b>III.1 Méthodologie expérimentale</b> .....	107
<b>III.2 Caractérisation des tensioactifs</b> .....	108
III.2.1 Analyses préliminaires des tensioactifs.....	108
III.2.2 Analyse par spectroscopie IRouge et RMN.....	109
<b>III.3 Propriétés des émulsifiants</b> .....	111
III.3.1 Le caractère hydrophile-lipophile (HLB).....	111
III.3.2 Concentration Micellaire Critique (cmc) : détermination par fluorescence moléculaire.....	112
<b>III.4 Emulsions : méthodes de préparation et stabilité</b> .....	115
<b>III.5 Effets des additifs sur le comportement des émulsions</b> .....	116
III.5.1 Comportement des émulsions en présence d'un seul type de tensioactif.....	116
III.5.2 Comportement des émulsions en présence du couple de tensioactifs.....	119
III.5.3 Influence de la teneur en phase dispersée.....	123
III.5.4 Influence de l'argile organophile et du réducteur de filtrat.....	125
III.5.5 Influence de la Barite et de la Chaux.....	127
<b>III.6 Etude systématique de la stabilité des émulsions</b> .....	128
III.6.1 Systèmes gazole/eau/tensioactifs: influence d'une centrifugation appliquée à la partie émulsionnée.....	128
III.6.2 Systèmes gazole/saumure/tensioactifs: Influence de la durée et de la température de centrifugation.....	131
III.6.3 Dosage de l'eau dans la phase continue après centrifugation.....	131
III.6.4 Rhéologie et stabilité des émulsions.....	132
<b>III.7 Essais pilote avec les nouveaux émulsifiants proposés</b> .....	136
<b>III.8 Synthèse des résultats</b> .....	138

### **CHAPITRE IV : Endommagement de la roche réservoir et Modélisation**

<b>IV.1 Essais de déplacement par les fluides de forage</b> .....	143
<b>IV.2 Caractérisations minéralogique et pétrophysique de la roche</b> .....	144
<b>IV.3 Essais d'endommagement par les OBM</b> .....	144

---

IV.3.1 Endommagement par les fluides de forage formulés.....	144
IV.3.2 Endommagement par les tensioactifs.....	147
IV.3.3 Endommagement par les autres additifs.....	151
<b>IV.4 Analyse de l'endommagement par les systèmes émulsion-argile organophile :</b>	
<b>Etude par diffusion à petits angles des neutrons.....</b>	<b>154</b>
<b>IV.5 Endommagement par les fluides WBM.....</b>	<b>160</b>
<b>IV.6 Modélisation de l'endommagement.....</b>	<b>161</b>
IV.6.1 Problèmes de production au niveau du champ de Hassi Messaoud.....	161
IV.6.2 Filtration et modélisation de l'endommagement.....	162
<b>IV.7 Discussion et synthèse.....</b>	<b>169</b>
 <b>CHAPITRE V : Pollution par les fluides de forage et traitement</b>	
<b>V.1 Analyse des sources de pollution.....</b>	<b>172</b>
<b>V.2 Diagnostic des traitements de la pollution.....</b>	<b>174</b>
V.2.1 Traitement par stabilisation/solidification.....	174
V.2.2 Traitement thermique.....	175
V.2.3 Traitement biologique.....	175
<b>V.3 Problèmes de pertes des fluides au cours du forage et contamination du sol.....</b>	<b>176</b>
V.3.1 Cas des fluides de forage à base d'eau.....	176
V.3.2 Cas des fluides émulsionnés.....	176
<b>V.4 Méthodologie d'évaluation de la pollution.....</b>	<b>177</b>
<b>V.5 Etude de la biodégradation des additifs et des systèmes de fluides.....</b>	<b>182</b>
V.5.1 Etude préliminaire.....	182
V.5.2 Détermination de la biodégradabilité.....	184
<b>V.6 Etude de l'activité microbologique vis-à-vis du gazole.....</b>	<b>185</b>
V.6.1 Identification.....	185
V.6.2 Suivi de la cinétique de croissance des souches isolées.....	188
<b>V.7 Perspectives pour la proposition de nouveaux additifs.....</b>	<b>190</b>
<b>V.8 Synthèse.....</b>	<b>192</b>
<b>CONCLUSIONS et RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>195</b>

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES****ANNEXES**

## Liste des figures

### Chapitre I

<b>Figure I.1</b> : Cycle du fluide sur le site de forage .....	2
<b>Figure I.2</b> : Structure primaire de la gomme xanthane .....	25
<b>Figure I.3</b> : Structure secondaire de la gomme xanthane à l'état solide .....	25
<b>Figure I.4</b> : Structure chimique de la CMC .....	26
<b>Figure I.5</b> : Diminution des dimensions des chaînes du CMC dans un milieu salin .....	27
<b>Figure I.6</b> : Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium) .....	27
<b>Figure I.7</b> : Structure des anions silicate .....	29
<b>Figure I.8</b> : La polymérisation du silicate monomère et la formation de la barrière physique et chimique à l'invasion de filtrat et de particules .....	30
<b>Figure I.9</b> : Schéma représentatif d'une molécule amphiphile .....	31
<b>Figure I.10</b> : Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution .....	33
<b>Figure I.11</b> : Evolution de quelques propriétés physiques en fonction de la concentration en tensioactif .....	34
<b>Figure I.12</b> : Formation du cake interne et du cake externe .....	45

### Chapitre II

<b>Figure II.1</b> : Effet du nombre de lavages par le gazole (1) et du mode de traitement (2) sur la contamination de l'argile .....	69
<b>Figure II.2</b> : Photos ESEM (échantillon 8) lavés à l'hexane et séchés à 105°C .....	70
<b>Figure II.3</b> : Photos ESEM sur des cuttings (échantillon 8) lavés au dichlorométhane et à l'eau oxygénée .....	70
<b>Figure II.4</b> : Effet de la température sur (a) la décontamination et sur (b) la minéralogie de l'échantillon de référence .....	70
<b>Figure II.5</b> : Influence de la granulométrie et de la contamination des cuttings de l'échantillon 21 de référence sur la variation de (a) la CEC et de (b) l'humidité .....	70
<b>Figure II.6</b> : Evolution du volume d'azote cumulé à travers les pores pour différents échantillons .....	72
<b>Figure II.7</b> : Diffractogramme et MEB de l'échantillon 21 .....	73
<b>Figure II.8</b> : Rhéogrammes des solutions du xanthane (a) et du PAC (b) .....	74
<b>Figure II.9</b> : Variation de la viscosité des solutions de la gomme xanthane (a) et du PAC (b) en fonction de la vitesse de cisaillement pour différentes concentrations .....	74
<b>Figure II.10</b> : Viscosité du PHPA en fonction du gradient de cisaillement .....	75
<b>Figure II.11</b> : Variation du pH en fonction de la concentration en polymères .....	75
<b>Figure II.12</b> : Viscosité du (a) xanthane (0,2%) et (b) PAC (0,5%) en fonction du gradient de cisaillement pour différentes concentrations en KCl .....	76
<b>Fig. II.13</b> : Variation du pH et du potentiel Zéta en fonction du vieillissement (a et b) et en fonction de la concentration en KCl pour 30 g/L de Bentonite (c) .....	77
<b>Figure II.14</b> : Rhéogrammes des suspensions de bentonite à 2% en présence de xanthane (a), PAC (b) et KCl (c) .....	78
<b>Figure II.15</b> : Evolution du (a) Potentiel zéta, (b) Transmission et (c) Transmission-viscosité en fonction de la concentration en polymères .....	79
<b>Figure II.16</b> : Evolution de la tension de surface avec la concentration en PHPA .....	79
<b>Figure II.17</b> : Variation du volume de filtrat du système au PHPA, en fonction de la concentration en PHPA (a), en KCl (b) et la variation de la viscosité du filtrat en fonction du temps (c) .....	81

<b>Fig. II.18</b> : Evolution de la viscosité du filtrat en fonction de la concentration initiale en polymères (a) et du volume de filtrat des systèmes en fonction du temps (b) .....	84
<b>Fig. II.19</b> : Rhéogrammes des fluides de forage (a) et de leurs filtrats (b).....	85
<b>Figure II.20</b> : Montage et mode opératoire de préparation des pastilles pour filtration.....	88
<b>Figure II.21</b> : Evolution du volume de filtrat pour les différents systèmes à différentes forces de compaction.....	89
<b>Figure II.22</b> : Evolution du volume du filtrat en fonction de la concentration en (a) KCl (1.37% Silicate, F=60 kN) et (b) Silicate de sodium (2.82% en KCl, F=60 kN).....	91
<b>Figure II.23</b> : Variation du volume de filtrat en fonction de la concentration en KCl (a) et en NaCl (b) pour un système à 2.71% en silicate.....	92
<b>Figure II.24</b> : Evolution (a) du volume de filtrat (système au silicate 1.37 %) et (b) de la viscosité des solutions de polymères en fonction de la température .....	92
<b>Figure II.25</b> : Pourcentage de récupération (a) argile A et Bentonite par le glycol et PHPA et (b) différentes argiles par le système au silicate .....	96
<b>Figure II.26</b> : Pourcentage d'inhibition (a) avec les différents systèmes de fluides et (b) pour différentes granulométries .....	97
<b>Figure II.27</b> : Principe de la technique wet cell .....	100
<b>Figure II.28</b> : Cinétique d'adsorption des solutions de polymères sur les cuttings.....	101
<b>Figure II.29</b> : Diffractogrammes obtenus sur l'échantillon de référence n°21, traversé par une solution de PHPA.....	101
<b>Figure II.31</b> : Evolution de la granulométrie des mélanges Bentonite -Polymère.....	102
<b>Figure II.32</b> : Evolution du diamètre des particules en fonction du temps : (a) silicate et (b) PHPA.....	104

### **Chapitre III**

<b>Figure III.1</b> : Evolution des spectres de fluorescence moléculaire des tensioactifs (a) Cp et (b) Dp en fonction de leur concentration dans le cyclohexane .....	113
<b>Figure III.2</b> : Détermination de la CMC des tensioactifs par fluorescence moléculaire.....	113
<b>Figure III.3</b> : Evolution de la stabilité des émulsions à base du tensioactif primaire seul après 24 h (H/E : 90/10).....	117
<b>Figure III.4</b> : Evolution de la stabilité des émulsions à base du tensioactif secondaire seul après 24h (H/E : 90/10).....	118
<b>Figure III.5</b> : Evolution de la stabilité des émulsions à base du mélange des tensioactifs (P+S) après 24 h (H/E : 90/10).....	120
<b>Figure III.6</b> : Evolution des classes granulométriques d'une émulsion H/E: 60/40 préparée par les émulsifiants primaires des groupes (a) A et (b) C .....	121
<b>Figure III.7</b> : Evolution des classes granulométriques d'une émulsion inverse H/E: 60/40 préparée par les émulsifiants du groupe A (P/S : 10/10).....	122
<b>Figure III.8</b> : Variation de la stabilité électrique et de la résistivité électrique d'une émulsion inverse H/E: 50/50 préparée par les émulsifiants du groupe A (P/S : 10/10).....	123
<b>Figure III.9</b> : Evolution de la stabilité électrique en fonction du pourcentage de phase dispersée (saumure saturée en NaCl : 320 g/L).....	123
<b>Figure III.10</b> : Effet de l'argile sur la stabilité électrique de l'émulsion (H/E =90/10).....	125
<b>Figure III.11</b> : Effet du type d'argile sur la rhéologie de l'émulsion sans tensioactif .....	126
<b>Figure III.12</b> : Pourcentages d'émulsion après centrifugation (a : 24 h, b : 7 jours).....	129
<b>Figure III.13</b> : Comportement des émulsions après Agitation, Vieillessement (24 h), Centrifugation (4000 tr/min) et chauffage.....	130
<b>Figure III.14</b> : Evolution de la conductivité en fonction du pourcentage de saumure .....	130
<b>Figure III.15</b> : Variation des paramètres rhéologiques en présence de NaCl.....	132
<b>Figure III.16</b> : Evolution des viscosités en fonction de la proportion de phase aqueuse ....	133

**Chapitre IV**

<b>Figure IV.1</b> : Principe de l'équipement utilisé pour les essais de déplacement .....	143
<b>Figure IV.2</b> : Exemple de porosité dans la roche réservoir de HMD.....	144
<b>Figure IV.3</b> : Evolution des perméabilités Gazole + un seul tensioactif (a), et du Gazole + mélange de tensioactifs (b).....	148
<b>Figure IV.4</b> : Exemple de variation de la perméabilité au brut en fonction de l'ajout des émulsifiants (a) et (b) Systèmes A et D.....	151
<b>Figure IV.5</b> : Evolution de la perméabilité en fonction de l'ajout des additifs .....	151
<b>Figure IV.6</b> : Répartition granulométrique des réducteurs de filtrat .....	152
<b>Figure IV.7</b> : Exemple de distribution des familles des pores au niveau du réservoir de HMD (Zone sud ouest).....	153
<b>Figure IV.8</b> : Variation de la viscosité pour trois types d'argiles organophiles .....	154
<b>Figure IV.9</b> : Diffractogrammes par RX des argiles en poudre et ajustement du modèle des empilements de disque à structure cœur-couche.....	155
<b>Figure IV.10</b> : Courbes de DPAN des émulsions et des composés intermédiaires .....	157
<b>Figure IV.11</b> : Emulsion à 4 g/100 mL d'argile organophiles. Courbes de DPAN après correction de la diffusion incohérente .....	159
<b>Figure IV.12</b> : Schéma représentatif de l'écoulement et de la formation d'un cake dans un forage horizontal.....	163
<b>Figure IV.13</b> : Variations de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour (a) différentes viscosités du fluide de forage et (b) différentes perméabilités (Filtration statique) .....	166
<b>Figure IV.14</b> : Variations (a) du débit d'écoulement en fonction du temps pour différentes viscosités (Filtration statique) et (b) de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour différentes perméabilités (Filtration dynamique).....	167
<b>Figure IV.15</b> : Variations (a) de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour différentes valeurs de cisaillement et (b) de la concentration en filtrat en fonction du rayon d'invasion.....	167

**Chapitre V**

<b>Figure V.1</b> : Vue des bourbiers et des points d'échantillonnage .....	177
<b>Figure V.2</b> : Chromatogrammes de la fraction d'hydrocarbure détectée .....	181
<b>Figure V.3</b> : Variation de la masse des échantillons 11 à 14 au cours du temps (biodégradation aérobie).....	182
<b>Figure V.4</b> : Courbe de croissance des souches isolées et culture mixte sur milieu M1 à 2% de gazole.....	186
<b>Figure V.5</b> : Aspects macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 104.....	187
<b>Figure V.6</b> : Aspects macroscopique (a) et microscopique de la souche 111 (après coloration de gram au grossissement GR×100).....	187
<b>Figure V.7</b> : Aspects macroscopique (a) et microscopique (b) de la souche 152 (après coloration de gram au grossissement GR×100).....	187
<b>Figure V.8</b> : Courbes de croissance pour (a) les bactéries isolées et pour (b) les levures isolées sur milieu M1 à 2% de gazole.....	188
<b>Figure V.9</b> : Courbe de croissance de culture mixte sur le milieu M1 à différentes concentrations en Gazole (2 à 30%).....	189
<b>Figure V.11</b> : Microscopie des rejets industriels pharmaceutiques .....	191

**Annexes**

<b>Figure IA.1</b> : Géographie de l'Algérie.....	A1
<b>Figure IA.2</b> : Répartition des zones sur le champ de Hassi Messaoud.....	A1
<b>Figure IA.3</b> : Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud.....	A3
<b>Figure IIA.1</b> : Diffractogrammes obtenus au cours du temps, sur l'échantillon de référence n°21, traversé par une solution de (a) glycol et (b) silicate.....	A7
<b>Figure IIIA.1</b> : Spectres RMN des tensioactifs Cp, Dp et d'un tensioactif non ionique du commerce (NI).....	A10
<b>Figure VA.1</b> : Analyse minéralogique des cuttings contaminés.....	A22
<b>Figure VA.2</b> : Analyse minéralogique du sol non contaminé.....	A23
<b>Figure VA.3</b> : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 135.....	A27
<b>Figure VA.4</b> : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 136.....	A27
<b>Figure VA.5</b> : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de Gram au grossissement GR×100) de la souche 139.....	A27
<b>Figure VA.6</b> : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 137.....	A28

## Liste des tableaux

### Chapitre I

<b>Tableau I.1:</b> Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage .....	4
<b>Tableau I.2:</b> Propriétés de l'agent tensioactif en fonction de sa valeur HLB .....	36
<b>Tableau I.3:</b> Aspect des émulsions .....	36
<b>Tableau I.4:</b> Caractéristiques du milieu filtrant .....	45
<b>Tableau I.5:</b> Différentes techniques de traitement biologique des sols pollués .....	64

### Chapitre II

<b>Tableau II.1:</b> Quelques problèmes de forage sur les champs algériens .....	66
<b>Tableau II.2:</b> CEC et Composition minéralogique des échantillons de HMD .....	67
<b>Tableau II.3:</b> Tensions superficielles des solutions de polymères à 1g/L , T=30°C.....	80
<b>Tableau II.4:</b> Formulation des fluides de forage pour 1 litre d'eau.....	80
<b>Tableau II.5:</b> Caractéristiques des fluides de forage à base de PHPA.....	81
<b>Tableau II.6:</b> Caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides sans bentonite .....	82
<b>Tableau II.7:</b> Propriétés des pastilles.....	87
<b>Tableau II.8:</b> Formulation des fluides à base d'eau utilisées.....	88
<b>Tableau II.9:</b> Caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides après 24h.....	89
<b>Tableau II.10:</b> Formulation des fluides à base d'eau utilisés pour les tests d'inhibition.....	93
<b>Tableau II.11:</b> Résultats des tests d'inhibition par la méthode des pastilles .....	94
<b>Tableau II.12:</b> Composition minéralogique des cuttings.....	95
<b>Tableau II.13:</b> Formulation des systèmes de fluides pour les essais wet cell.....	100

### Chapitre III

<b>Tableau III.1 :</b> Classes des émulsifiants primaires (p) et secondaires (s) étudiés.....	109
<b>Tableau III.2 :</b> Caractéristiques des différents tensioactifs.....	114
<b>Tableau III.3 :</b> Evolution de la stabilité électrique (SE) en fonction du temps d'agitation.....	115
<b>Tableau III.4 :</b> Stabilité électrique en fonction de la concentration en émulsifiants .....	116
<b>Tableau III.5 :</b> Test de stabilité à la centrifugation (H/E : 50/50).....	118
<b>Tableau III.6 :</b> Résultats des tests de la stabilité à la centrifugation (H/E : 60/40).....	119
<b>Tableau III.7 :</b> Pourcentages d'émulsion et d'eau pour les tensioactifs du groupe A .....	124
<b>Tableau III.8 :</b> Pourcentages d'émulsion et d'eau pour les tensioactifs du groupe C .....	124
<b>Tableau III.9 :</b> Caractéristiques rhéologiques de systèmes renfermant de la barite .....	127
<b>Tableau III.10 :</b> Pourcentages d'émulsion en fonction de (P, S) (H/E = 90/10).....	128
<b>Tableau III.11 :</b> Teneur en eau dans la phase continue (gazole).....	130
<b>Tableau III.12 :</b> Evolution de la stabilité des émulsions (H/E : 90/10).....	131
<b>Tableau III.13 :</b> Formulation d'un fluide de forage (H/E : 90/10).....	135
<b>Tableau III.14 :</b> Propriétés rhéologiques des fluides de forage (H/E : 90/10).....	135
<b>Tableau III.15 :</b> Formulation des fluides de forage avec les tensioactifs proposés .....	136
<b>Tableau III.16 :</b> Caractéristiques des fluides.....	137
<b>Tableau III.17 :</b> Enrobage des cuttings.....	137
<b>Tableau III.18 :</b> Essais pilotes : vitesse d'avancement du forage dans quelques puits.....	138



**Chapitre IV**

<b>Tableau IV.1</b> : Colmatage par des boues à l'huile.....	145
<b>Tableau IV.2</b> : Formulation des trois systèmes de fluides émulsionnés .....	145
<b>Tableau IV.3</b> : Résultats des tests d'endommagement.....	145
<b>Tableau IV.4</b> : Caractéristiques des systèmes OBM.....	146
<b>Tableau IV.5</b> : Résultats des tests d'endommagement.....	146
<b>Tableau IV.6</b> : Résultats des tests de déplacements avec les fluides à base de gazole .....	147
<b>Tableau IV.7</b> : Influence des additifs sur les tests de déplacements des solutions de tensioactifs.....	150
<b>Tableau IV.8</b> : Caractéristiques de l'émulsion.....	152
<b>Tableau IV.9</b> : Paramètres structuraux obtenus pour les argiles organophiles.....	155
<b>Tableau IV.10</b> : Analyse élémentaire, masse volumique et densité de longueur de diffusion des différentes phases contenues dans les émulsions .....	156
<b>Tableau IV.11</b> : Paramètres structuraux obtenus à partir de la modélisation des courbes DPAN des argiles organophiles.....	159
<b>Tableau IV.12</b> : Paramètres structuraux obtenus à partir de la modélisation des courbes DPAN des émulsions à 3% d'argile.....	159
<b>Tableau IV.13</b> : Résultats des tests de déplacements avec des fluides à base d'eau .....	161
<b>Tableau IV.14</b> : Valeurs du skin pour la filtration statique.....	168
<b>Tableau IV.15</b> : Valeurs du Skin pour la filtration dynamique.....	168

**Chapitre V**

<b>Tableau V.1</b> : Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourds après solidification.....	175
<b>Tableau V.2</b> : Teneurs en hydrocarbures totaux et en carbone des échantillons.....	179
<b>Tableau V.3</b> : Résultats d'analyses physico chimiques de l'échantillon 6.....	180
<b>Tableau V.4</b> : Résultats des tests de biodégradabilité .....	184
<b>Tableau V.5</b> : Composition des fluides formulés.....	192
<b>Tableau V.6</b> : Caractéristiques des formulations des boues à l'huile .....	192

**Annexes**

<b>Tableau IIIA1</b> : Caractéristiques physico-chimiques des gazoles.....	A9
<b>Tableau IV.A1</b> : Valeurs des données utilisées dans le modèle .....	A17
<b>Tableau V.A1</b> : Résultats de l'observation macroscopique .....	A24
<b>Tableau V.A2</b> : Résultats de l'observation microscopique des souches isolées .....	A25
<b>Tableau VA3</b> : Résultats des tests biochimiques des souches isolées .....	A26
<b>Tableau VA4</b> : Temps de demi-vie des composés aromatiques polycycliques dans l'environnement.....	A28

## **Nomenclature**

- A** : surface de filtration ( $\text{cm}^2$ )
- C** : coefficient de colmatage (%)
- $c_f$**  : concentration en fluide (g/L ou  $\text{kg/m}^3$ )
- $C_{\text{mud}}$**  : concentration en boue ( $\text{kg/m}^3$ )
- $c_s$**  : concentration en solides ( $\text{kg/m}^3$ )
- $C_f$**  : concentration en filtrat ( $\text{kg/m}^3$ )
- $d_i$**  : distance interfoliaire (nm)
- d** : densité de la boue
- $d_c$**  : vitesse de dépôt (kg/s)
- D** : épaisseur de la couche de tensioactif (nm)
- $D_d$**  : coefficient de dispersion ( $\text{cm}^2/\text{s}$ )
- $De$**  : coefficient de dispersion-convection ( $\text{cm}^2/\text{s}$ )
- $Dm$**  : coefficient de diffusion moléculaire ( $\text{cm}^2/\text{s}$ )
- e** : épaisseur du cake (cm)
- $e_c$**  : vitesse d'érosion (kg/s)
- f** : paramètre empirique lié au coefficient de dispersion ( $\text{L}^{-2g}/\text{T}^{1-g}$ )
- $Gel_0$**  : la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue (Pa ou  $\text{lb}/100\text{ft}^2$ )
- $Gel_{10}$**  : la résistance du gel après un repos de la boue de 10 min (Pa ou  $\text{lb}/100\text{ft}^2$ )
- g** : paramètre empirique lié au coefficient de dispersion
- h** : épaisseur du réservoir (m)
- $H_E$**  : hauteur de la phase émulsionnée (cm)
- $H_T$**  : hauteur totale de l'émulsion (cm)
- $h_c$**  : profondeur de la couche traversée (m)
- K** : perméabilité (mD ou  $\text{m}^2$ )
- $K_{\text{air}}$**  : perméabilité à l'air (mD)
- $K_b$**  : perméabilité à la saumure (mD)
- $K_c$**  : perméabilité du cake (mD ou  $\text{m}^2$ )
- $K_{d \text{ eff}}$**  : perméabilité effective dans la zone endommagée ( $\mu\text{m}^2$ )
- $K_{\text{eff}}$**  : perméabilité effective ( $\mu\text{m}^2$ )
- $K_f$**  : perméabilité finale (mD)
- $K_g$**  : perméabilité au Gazole (mD)
- $K_i$**  : perméabilité initiale (mD)
- $K_o$**  : perméabilité initiale (mD)
- $K_{ro}$**  : perméabilité relative à l'huile
- $K_{ro \text{ max}}$**  : perméabilité relative maximale à l'huile
- $K_{rw}$**  : perméabilité relative à l'eau
- $K_{rw \text{ max}}$**  : perméabilité relative maximale à l'eau

## *NOMENCLATURE*

---

- $K_{\text{solut}}$**  : perméabilité à la solution (mD)  
 **$k\tau$**  : coefficient de l'équation d'érosion ( $s^{-1}$ )  
 **$L_c$**  : épaisseur d'empilement (nm)  
 **$L_x$**  : lecture à x tr/mn sur le rhéomètre fann 35 A  
 **$m_c$**  : masse des particules solides déposées dans le cake (kg)  
 **$\langle N \rangle$**  : nombre moyen de couches par empilement  
 **$n$**  : paramètre de filtration qui varie en fonction de la taille et de la forme des particules  
 **$n_0$**  : indice d'écoulement  
 **$P$**  : pression de la formation ( $\text{kgf/cm}^2$ )  
 **$P_e$**  : pression de la zone envahie (Pa)  
 **$P_w$**  : pression du puits (Pa)  
 **$Q$**  : le débit du fluide au temps t (mL/min)  
 **$q$**  : norme du vecteur d'onde  
 **$Q_o$**  : débit du fluide au temps t = 0 (avant la formation du cake)  
 **$q_{\text{in}}$**  : débit initial de filtration (mL/min)  
 **$q_{\text{min}}$**  : débit minimal de filtration (mL/min)  
 **$R$**  : rayon du disque (nm)  
 **$R_t$**  : rayon du tube (cm)  
 **$ROP$**  : "rate of penetration" (m/h)  
 **$r_c$**  : rayon du puits après formation du cake (m)  
 **$r_d$**  : rayon de la zone endommagée (m)  
 **$r_e$**  : rayon d'invasion (m)  
 **$r_w$**  : rayon du puits (m)  
 **$S$**  : Facteur skin  
 **$S_{\text{mud}}$**  : saturation en boue  
 **$S_{wi}$**  : saturation en eau irréductible  
 **$S_{or}$**  : saturation résiduelle en huile  
 **$S_w$**  : saturation en eau  
 **$S_{w \text{ max}}$**  : saturation en eau maximale  
 **$S_{w \text{ min}}$**  : saturation en eau minimale  
 **$T$**  : temps (s)  
 **$t$**  : temps de filtration (s)  
 **$t_{\text{éq}}$**  : le temps d'équilibre de la filtration dynamique (s)  
 **$u_{\text{in}}$**  : vitesse initiale de filtration (m/s)  
 **$V$**  : volume filtré pendant un temps t (mL)  
 **$VA$**  : viscosité apparente ( $\text{cP} = \text{mPa.s}$ )  
 **$VP$**  : viscosité plastique ( $\text{cP} = \text{mPa.s}$ )  
 **$V_{\text{émulsion}}$**  : volume de l'émulsion ( $\text{cm}^3$ )  
 **$V_{\text{total}}$**  : volume total de la solution ( $\text{cm}^3$ )

## ***NOMENCLATURE***

---

**$x_c$**  : variation de l'épaisseur du cake (m)

**YV** : "yield value" ou **YP** : "yield point" (seuil d'écoulement)(Pa ou lb/100ft<sup>2</sup>)

### **Lettres grecques**

**$\sigma_d$**  : déviation standard de la distance interfoliaire (nm)

**$\alpha$**  : paramètre de filtration lié au type de fluide utilisé =  $Q_{eq}/Q_o$

**$\varphi$**  : fraction volumique de la phase dispersée

**$\Phi$**  : porosité de la formation

**$\Phi_c$**  : porosité du cake

**$\rho$**  : masse volumique (kg/m<sup>3</sup>)

**$\rho_c$**  : masse volumique du cake (kg/m<sup>3</sup>)

**$\rho_N$**  : longueur de diffusion neutronique (10<sup>10</sup> cm<sup>-2</sup>)

**$\Delta P$**  : différence de pression ou pression différentielle (Pa ou psi)

**$\eta$**  : viscosité dynamique du fluide ou de l'émulsion (cP = mPa.s)

**$\eta_0$**  : viscosité dynamique de la phase continue (cP)

**$\tau$**  : contrainte de cisaillement de la boue à la surface du cake (N/m<sup>2</sup>)

**$\zeta$**  : potentiel Zêta (mV)

## **Abréviations utilisées**

<b>AAF :</b>	Aéroanaérobie facultatif
<b>AAS :</b>	Spectroscopie d'absorption atomique, ("Atomic absorption spectroscopy")
<b>ABS :</b>	Alkylbenzènesulfonates
<b>ACV :</b>	Analyse du cycle de vie
<b>AF :</b>	Aérobie facultatif
<b>AFNOR :</b>	Association Française de Normalisation
<b>API :</b>	"American Petroleum Institute"
<b>AS :</b>	Aérobie stricte
<b>ATP :</b>	Adénosine triphosphate
<b>CBL :</b>	"Cement Band Logging"
<b>CEC :</b>	Capacité d'échange cationique (méq/100 g)
<b>CMC :</b>	Carboxyméthylcellulose
<b>cmc :</b>	Concentration micellaire critique (mole/L ou g/L)
<b>COT :</b>	Carbone organique total
<b>CSC :</b>	"Critical salt concentration"
<b>CST :</b>	"Capillary suction time" (s)
<b>CVAAS:</b>	"Cold vapor atomic absorption spectroscopy"
<b>Dao :</b>	Argile organophile du commerce
<b>DBO<sub>5</sub> :</b>	Demande biochimique en oxygène durant 5 jours (mg/L)
<b>DBO<sub>28</sub> :</b>	Demande biochimique en oxygène durant 28 jours (mg/L)
<b>DCO :</b>	Demande chimique en oxygène (mg/L)
<b>DO :</b>	Densité optique
<b>DPAN :</b>	Diffusion des neutrons aux petits angles (SANS)
<b>DPAX :</b>	Diffusion des rayons X aux petits angles (SAXS)
<b>DRX :</b>	Diffraction des rayons X
<b>DS :</b>	Degré de substitution
<b>DSC :</b>	"Down-hole simulation cell"
<b>DST :</b>	"Drill stem test" (Test de production en cours de forage)
<b>EIR :</b>	"Environmental impact reduction"
<b>ESEM :</b>	"Environmental Scanning Electronic Microscopy", Microscopie électronique à balayage environnementale
<b>FI :</b>	Filtrate invasion
<b>G :</b>	Gazole
<b>GB :</b>	Grès de Berea
<b>GR :</b>	Grossissement (%)
<b>HAP :</b>	Hydrocarbure aromatique polycyclique
<b>HC :</b>	Hydrocarbure
<b>HLB :</b>	"Hydrophile Lipophile Balance"
<b>HMD :</b>	Hassi Messaoud
<b>HP/HT :</b>	Haute pression et haute température (500 psi/250 °F)
<b>HSE :</b>	Hygiène, Sécurité et Environnement
<b>HT :</b>	"Hydrocarbon total"
<b>HV :</b>	"High viscosity"
<b>IFE :</b>	"Integrated fluid engineering"
<b>LABS:</b>	Alkylbenzènesulfonate linéaire
<b>LCA :</b>	"Life Cycle Assessment" (ACV)
<b>LV :</b>	"Low viscosity"
<b>MBT :</b>	"Methylene blue test"
<b>MEB :</b>	Microscopie électronique à balayage

## ***ABREVIATIONS UTILISEES***

---

<b>MET :</b>	Microscopie électronique à transmission
<b>O :</b>	Oxydatif
<b>OBM :</b>	Boue à l'huile, "Oil-based Mud"
<b>OF :</b>	Oxydatif facultatif
<b>Omt :</b>	Argile organophile préparée au laboratoire
<b>OMS :</b>	Organisation Mondiale de la Santé
<b>ONU :</b>	Organisation des Nations Unies
<b>P/S :</b>	Rapport de concentrations tensioactif principal/tensioactif secondaire
<b>PAC :</b>	Cellulose Polyanionique, "Polyanionic cellulose"
<b>PAG :</b>	Polyalkylèneglycols
<b>PHPA :</b>	Polyacrylamide partiellement hydrolysé
<b>PI :</b>	Pression d'invasion
<b>PP :</b>	Pression de pore
<b>RR :</b>	Roche réservoir
<b>PT :</b>	Pression de transmission
<b>PZ :</b>	Poudre de Zinc
<b>R :</b>	Rejet industriel valorisé
<b>RPM :</b>	Tour par minute, "Revolution per minute"
<b>SDT :</b>	"Slake durability test"
<b>SE :</b>	Stabilité électrique (V)
<b>SI :</b>	Invasion par le soluté, "Solute invasion"
<b>SOBM :</b>	Boue à l'huile synthétique "Synthetic Oil-based Mud"
<b>SP :</b>	"Swelling pressure"
<b>TA :</b>	Tensioactif
<b>TFM :</b>	"Total fluid management"
<b>TPH :</b>	Total petroleum Hydrocarbon"
<b>UBD :</b>	"Underbalanced drilling"
<b>WBM :</b>	Boue à l'eau, "Water-based Mud"
<b>WC :</b>	"Water content"
<b>WOB :</b>	"Weight on bit"
<b>XCD :</b>	Gomme xanthane

# **INTRODUCTION**

## INTRODUCTION

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses n'est pas une opération facile étant donné les problèmes qui se posent de gonflement/dispersion/délitage, et dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile-fluide de forage. Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine. Plusieurs approches ont été développées afin d'expliquer le fondement des problèmes observés. Les phénomènes physico-chimio-mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles. En parallèle, les systèmes de fluides émulsionnés ont donné une grande satisfaction. Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de par la nécessité de remplacer les boues à l'huile par des boues à l'eau non polluantes ou par des fluides synthétiques.

Dans l'objectif d'approcher l'équation performances-coût-environnement, ce manuscrit s'articule autour de cinq chapitres distincts.

**Dans le premier chapitre bibliographique**, il était nécessaire d'introduire quelques définitions utilisées par les pétroliers au sujet du forage et des fluides de forage (**section I.1**). Les différents problèmes soulevés par les foreurs au sujet de la traversée des formations argileuses rencontrées au cours du forage sont présentées dans la **section I.2**. Les polymères utilisés dans les formulations des fluides sont décrits en **section 1.3**. La recherche de composés inhibiteurs, dont le choix doit aussi respecter l'environnement, a considérablement évolué. Un paragraphe synthétique (**section I.4**) est dédié aux additifs utilisés pour l'inhibition de la dispersion des argiles. Par ailleurs, la filtration, que ce soit dans les terrains morts ou au niveau du réservoir, peut causer des problèmes du point de vue technique (formation de caves, stabilité des argiles), environnemental (contamination des nappes phréatiques) et économique (cas de pertes importantes de fluides de forage et atteinte de la production des puits). Afin d'appréhender ces aspects, la **section I.5** est consacrée aux problèmes de filtration et d'endommagement du réservoir sur le plan du mécanisme et de la modélisation. La **section I.6** traite de la pollution engendrée par les fluides de forage et des techniques possibles pour la traiter. En raison de l'importance des fluides de forage utilisés au niveau du champ de Hassi Messaoud en Algérie, et leur importance technico-économique, les deux chapitres II et III traitent des performances de ces fluides particulièrement.



Dans le **deuxième chapitre**, après un tour d'horizon sur les différents problèmes rencontrés relatifs aux argiles ainsi que la caractérisation de quelques échantillons des formations traversées, plusieurs points sont développés, à savoir l'importance du prétraitement des cuttings contaminés dans les travaux de caractérisation et d'évaluation de l'inhibition; l'étude des solutions de polymères utilisés avec l'influence de différents facteurs sur leur rhéologie et leurs propriétés physico-chimiques; de même l'influence des additifs sur la rhéologie et les propriétés physico-chimiques des fluides de forage; la proposition d'une nouvelle méthode basée sur la préparation de pastilles compactées et le suivi des propriétés de filtration, pour l'évaluation de la performance des systèmes de fluides à base de polymères inhibiteurs.

L'évaluation de la méthode proposée repose sur l'étude des propriétés de trois systèmes de fluides modèles à base de polymères inhibiteurs (PHPA, Glycol et Silicate de sodium) à différentes échelles. Une étude macroscopique (sur chantier) est faite par comparaison des caractéristiques rhéologiques et de filtration, et par le suivi des interactions argiles-polymère par études des propriétés électrocinétiques, granulométriques et de rétention des polymères. L'étude à l'échelle microscopique a été faite par le suivi des interactions argile-polymère in-situ par diffraction X (wett cell) et par diffusion de la lumière. La comparaison des résultats des différentes techniques utilisées avec les résultats obtenus sur chantier avec les systèmes aux silicates, a enfin permis une exploitation réelle performante.

**Le chapitre III** est consacré, à travers une série d'expériences, à l'étude de la stabilité des systèmes émulsionnés avec comme objectif la comparaison d'une nouvelle formulation d'émulsifiants par rapport aux émulsifiants conventionnels. Il se subdivise en trois parties. Une première partie est consacrée à la caractérisation des différentes familles d'émulsifiants. Dans la deuxième partie, sont traités les facteurs importants qui influent sur la stabilité des émulsions, à savoir le type, la concentration des tensioactifs, le rapport de la phase dispersée lors de l'utilisation d'un couple de tensioactifs et la présence d'autres additifs.

Le suivi de la variation de la phase émulsionnée, de la stabilité électrique et de la granulométrie a permis de classer les différents émulsifiants. Dans la troisième partie sont présentés quelques résultats obtenus avec la formulation d'émulsifiants proposés pour un essai pilote sur le forage de deux puits testés sur le champ de Hassi Messaoud.

Dans le **chapitre IV**, l'impact des fluides de forage est appréhendé avec l'étude des processus d'endommagement des roches réservoirs. Dans une première partie, quelques résultats de laboratoire portant sur des essais de déplacement par les fluides de forage réalisés sur une centaine d'échantillons de roche sont présentés, de même que la variation de l'endommagement en fonction des différents additifs des fluides (OBM et WBM) utilisés. Les mécanismes d'endommagement induits par les systèmes émulsionnés sont étudiés par quelques techniques telles que les essais de déplacement en milieu poreux, la granulométrie laser et la diffusion aux petits angles des neutrons. Dans une deuxième partie, la prédiction de l'endommagement avec des essais de modélisation appliqué aux cas étudiés est entreprise, afin de déceler, selon le modèle appliqué, des liens possibles entre la composition des fluides utilisés et l'importance de l'endommagement induit.

Le problème majeur dans l'utilisation des OBM est relatif à la pollution engendrée. En effet, le nombre important de sites industriels pollués à réhabiliter suite à des problèmes associés aux opérations de forages, d'exploration et d'exploitation constitue depuis quelques années un souci majeur pour l'entreprise. Les recherches dans ce domaine ont ainsi été dynamisées et de nombreuses techniques de dépollution visant à les traiter ont été particulièrement développées. Ainsi la grande problématique que pose la protection de l'environnement est celle de savoir comment le protéger efficacement sans que cela n'engendre un surcoût qui se répercutera sur la compétitivité.

C'est l'objet du **chapitre V** qui traite de quelques aspects relatifs à la pollution et à la protection de l'environnement. La problématique liée à la pollution par les fluides de forage est abordée à travers plusieurs critères. Le diagnostic de la pollution et l'identification de la population bactérienne présente sur les sites de forage ont été étudiés afin d'évaluer la biodégradation naturelle. La performance des techniques de traitement utilisées sur HMD est évaluée. Finalement, la possibilité de valorisation de quelques rejets industriels polluants ou de matières premières accessibles pour la préparation de nouveaux additifs dans les fluides de forage (OBM et WBM) est envisagée.

Des **Conclusions et Recommandations** sont présentées pour clore ce manuscrit, avec une discussion sur les solutions à apporter pour que l'activité de forage puisse répondre aux critères de développement durable. En d'autres termes, la question est de savoir quelles sont les réponses que l'on peut donner pour qu'entre le profit (intérêt économique) et le respect de l'environnement, l'aptitude des générations futures à couvrir ses besoins ne soit pas compromise.

Par ailleurs, sont présentées en **ANNEXE I**, quelques généralités sur le champ de Hassi Messaoud ainsi que les problèmes de forage rencontrés. Les différentes techniques et méthodes utilisées pour l'évaluation de l'inhibition de la dispersion des argiles, la caractérisation des solutions de polymères moléculaire , ainsi que les spectres des RX wet cell ont été présentées en **ANNEXE 2**. Dans l'**ANNEXE III**, les principes de la méthode de stabilité électrique et de spectroscopie de fluorescence, les caractéristiques des gazoles, ainsi que les spectres RMN de quelques tensioactifs étudiés. L'**ANNEXE IV** donne le principe des méthodes de caractérisation pétrophysique, des généralités sur les mécanismes d'endommagement au niveau du champ de HMD, ainsi que le principe de l'étude structurale des émulsions par la technique de Diffusion aux Petits Angles des Neutrons.

Il comprend aussi les détails du modèle utilisé pour la prédiction de l'endommagement. L'**ANNEXE V** porte sur les détails des méthodes de dosage des hydrocarbures, les spectres DRX des échantillons de cuttings, les méthodes d'identification microbiologiques ainsi qu'un tableau sur le temps de demi-vie des HAP.

# **PARTIE BIBLIOGRAPHIQUE**

## **Chapitre I**

### **Le forage et les fluides de forage**

## **Le pétrole**

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments. Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler les vides existant dans ces formations sous-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses (**Kraus, 1991**). Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers. En pratique, le lieu d'accumulation appelé "piège" constitue une nouvelle couche imperméable formant le plus souvent une espèce au-dessus de la roche poreuse dans laquelle le pétrole circule. La roche qui contient le pétrole s'appelle un **réservoir (Jancovici, 2003)**. En s'accumulant en profondeur dans les terrains poreux et fissurés, les hydrocarbures forment ce qui est appelé des **gisements**.

## **Prospection et Production**

Prospection et production sont les termes couramment utilisés pour désigner les activités de l'industrie pétrolière consistant d'une part à rechercher (forages d'exploration pour confirmer la présence d'hydrocarbures) et découvrir de nouveaux gisements de pétrole et de gaz naturel (forages d'évaluation qui permettent d'estimer la viabilité économique du développement) puis d'autre part à forer des puits et à faire remonter les produits jusqu'à la surface. Plusieurs forages sont ainsi nécessaires avant d'aboutir à l'exploitation d'un gisement avec les puits de développement pour la mise en production (forages de production) (**Garcia et Parigot, 1968**). On appelle puits (puits de forage ou sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à partir de la surface dans un massif rocheux à l'aide de dispositifs mécaniques. La prospection du pétrole et du gaz nécessite donc des connaissances pluridisciplinaires, en géographie, en géologie et en géophysique.

## **Le forage**

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titusville (Pennsylvanie). La technique classique du forage, inventée par Lucas (**Nguyen, 1993**) au début du 20<sup>ème</sup> siècle pour les opérations de forage au Texas, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Des apports considérables ont été apportés lors des forages spéciaux (forages hautes pressions et hautes températures, forages horizontaux et multidrains, forage à la mousse et à l'air, etc.). Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930.

Ainsi, de 1930 à 1947, les recherches ont été concentrées sur la composition et les propriétés des fluides de forage. Une moindre attention a été apportée à la vitesse d'avancement. L'objectif était de forer le puits, de procéder à sa complétion (processus qui consiste à amener un puits en phase productive après qu'il a été foré) et de le mettre en production.

La complétion implique un certain nombre d'opérations, y compris l'insertion du tubage et l'enlèvement de l'eau et des sédiments de la conduite afin que le fluide de forage ne rencontre pas d'obstacle. De 1947 à 1957, la recherche s'est plus focalisée sur les tests des produits de base utilisés dans les fluides de forage, en essayant de lier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage du trou (**Lummus et Azar, 1986**). Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs, parmi lesquels celui du choix des fluides de forage. Ces fluides dits complexes, du fait de leur nature même, et appelés plus classiquement **boues de forage**, sont le plus souvent des émulsions/suspensions, de divers constituants dont les fonctions sont multiples.

## I.1 Les fluides de forage

### I.1.1 Définition

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (**Darley et Gray, 1988**). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par **Evans et Reid**. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille (**Figure I.1**). A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (**Landriot, 1968**).

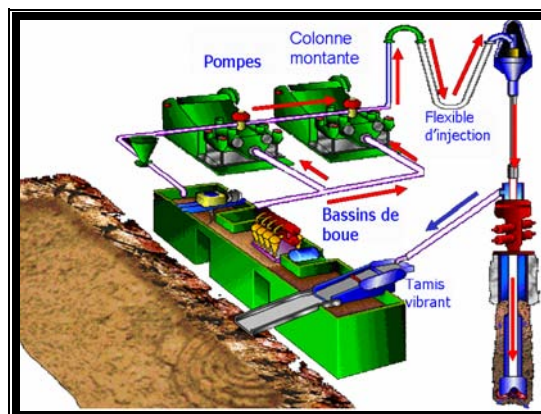


Figure I.1 : Cycle du fluide sur le site de forage (**Schlumberger, 1997**)

### **I.1.2 Fonctions des fluides de forage**

La plupart des manuels sur les fluides de forage énumèrent entre 10 et 20 fonctions assurées par ces fluides dans le puits (**Chillingarian et Vorabutr, 1983; Darley et Gray, 1988**). En général, les principaux rôles du fluide de forage sont:

- ▶ 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.
- ▶ 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 thixotrope du fluide.
- ▶ Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- ▶ Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées. Du fait de cette différence de pression, le fluide va "filtrer" 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.
- ▶ 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.

A la fin des années 1950, l'utilisation sur chantier d'une grande variété de produits soumis à des spécifications rigoureuses réglementant les propriétés des fluides, a permis de développer la chimie des fluides de forage. Cependant, il a été impossible de lier automatiquement les problèmes du forage aux fluides, vu la complexité des problèmes liés aux argiles.

Depuis les années 1990, les contraintes environnementales et les restrictions gouvernementales limitant l'utilisation des produits toxiques et non biodégradables, un intérêt particulier a été apporté à de nouveaux types de fluides.

### **I.1.3 Composition des différents types**

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation : l'air, l'eau ou l'huile (**Ryan et Chillingar, 1996**).

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires.

Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories (**Economides et al., 1988, Tableau I.1**).

**Tableau I.1:** Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage

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

### **I.1.3.1 Les fluides à base d'eau**

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

Parmi les additifs on peut trouver i) des **viscosifiants**: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères; ii) des **réducteurs de filtrat** servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses polyanioniques (PAC), ou résines; iii) des **inhibiteurs de gonflement** et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylèneglycols (PAG); iv) des agents **alourdissants** comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum  $BaSO_4$ ) et la calcite (carbonate de calcium  $CaCO_3$ ) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite ( $Fe_2O_3$ ) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement; et enfin v) des **colmatants**, additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales) (**Herzhaft, 2001; Peysson, 2004**).



### I.1.3.2 Les fluides à base d'huile

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute (**Lummus et al., 1953**).

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau.

Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion invers ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile (**IDF, 1988**). Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou **OBM**.

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont 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. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole.

### I.1.3.3 Les fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard. Citons brièvement les fluides gazeux utilisés:

#### ► Forage à l'air

L'air est le fluide de forage qui possède la plus basse densité et le prix de revient le moins élevé, mais le forage à l'air qui a commencé en 1940, devient difficile lors de venues importantes d'eau. Il apporte une solution à des problèmes compliqués parfois impossibles à résoudre avec les méthodes de forage à la boue conventionnelle. Il est recommandé dans le cas des pertes totales répétées de la boue lors de la circulation ainsi que dans le forage des couches productrices sous faible pression. En Algérie, les premiers forages à l'air ont été réalisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tebessa sur les puits Djebel Foua, Djebel Onk (**Abid, 1995**) suite aux pertes importantes rencontrées dans la région (**S.N.Repal, 1961**).

D'autres forages ont été réalisés en 1970 à Djebel Lazreg. D'une façon générale, le forage à l'air a réduit le coût du forage de 50 à 60% par rapport au forage à la boue dans le bassin (**Hannachi, 1972**).

### ► Forage à la mousse

Les mousses sont des dispersions d'un volume de gaz (relativement) important dans un volume de liquide relativement faible. Elles sont utilisées comme fluides de forage lorsque les terrains traversés sont fracturés, ou lorsque le forage à l'air est impossible parce que la pression nécessaire ne peut être fournie sur le chantier.

L'avantage du forage à la mousse se résume par sa faible pression hydrostatique au fond et par son excellent pouvoir de remontée des déblais à moins que la mousse ne refroidisse pas convenablement les terrains traversés ainsi que le train de sonde et ne contrôle pas la tenue des parois du puits (pas de cake).

Des problèmes de sécurité au sujet de l'utilisation de la mousse en réservoir sont à signaler, notamment des explosions dans le cas où le volume d'hydrocarbures gazeux est compris entre 3 et 10% par rapport à l'air. C'est le cas en 1992, du puits RB-13 en Algérie, où lors d'une opération de reprise de puits (de "work-over") avec une boue à la mousse pour éviter les pertes de circulation, une explosion s'est produite suite à une contamination de la boue par une venue d'huile ou de gaz (**Abid, 1995**).

### ► Forage à la boue aérée

Le forage à la boue aérée est utilisé afin d'éviter les pertes de circulation et pour avoir un fluide de forage plus léger. Les avantages sont une bonne tenue des parois grâce à un cake contrôlé, une tendance aux pertes de circulation fortement réduite et une vitesse d'avancement plus grande, une assez bonne capacité de refroidissement des terrains traversés et du train de sonde, à moins que la stabilité de la boue aérée ne soit liée à une circulation effective des fluides.

## I.1.4 Propriétés des fluides de forage

Tout comme la formulation des boues, 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 (Ryan et Chillingar, 1996)**.

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité). 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.1.4.1 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 et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite ( $\text{BaSO}_4$ ) a été utilisée dès 1922 (**Stroud, 1925**).

La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante (**Garcia et Parigot, 1968**):

$$P = \frac{h_c \cdot d}{10} \quad (1.1)$$

avec P: Pression de la formation ( $\text{kgf/cm}^2$ ),  $h_c$ : Profondeur de la couche traversée (m) et d: Densité de la boue.

A cause de cette pression de contre-balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration, de faible épaisseur, appelé cake, est formé sur les parois du trou foré. Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (**Peysson, 2004**).

#### 1.1.4.2 Rhéologie : Importance de la rhéologie pour la résolution des problèmes de forage

Une littérature assez développée existe au sujet du comportement rhéologique des fluides de forage. Les fluides de forage sont souvent des suspensions colloïdales qui ont un comportement complexe et variable suivant leur composition et les conditions d'utilisation (**Garcia et Parigot, 1968; Forage Rotary, 1972**). Ce sont le plus souvent des fluides non-newtoniens, visqueux ou viscoélastiques, éventuellement thixotropes (**Nguyen, 1993**). De nombreux modèles rhéologiques ont été proposés et traités dans l'industrie pétrolière, par plusieurs auteurs (**Prandtl, 1928; Philippoff, 1935; Eyring, 1936; Sisko, 1958; Cross, 1965; Sutterby, 1966; Ellis et al., 1967; Taylor et Smalling, 1973; Robertson et Stiff, 1976; Graves et Collins, 1978; Lauzon et Reid, 1979; Gavignet et Wick, 1987; Hemphill et al., 1993; Bailey et al., 1996; Al-Zharani, 1997**).

L'objectif principal des études rhéologiques est de caractériser et de quantifier les effets des interactions entre particules sur les propriétés macroscopiques de suspensions (**Buscall et White, 1974**). Les hauts polymères possèdent la capacité d'augmenter fortement la viscosité du fluide dans lequel ils sont dissous même à très faible concentration.

Suivant la composition des fluides, les courbes d'écoulement des fluides de forage peuvent être de plusieurs types dont et les plus usuels sont le modèle le plus simple de Bingham et le modèle en loi de puissance (**Parigot, 1968**). Selon **Versan Kok et Alikaya (2004)** le modèle en loi de puissance décrit bien le comportement des systèmes de fluides KCl/polymères.

Selon **Tschirley (1983)** la majorité des fluides de forage obéit aux modèles de Bingham (**Lauzon et Reid, 1979**), d'Ostwald-de Waele, de loi de puissance (**Lauzon et Reid, 1979**) ou bien de Robertson-Stiff (modèle pseudoplastique à seuil) (**Robertson et Stiff, 1976**).

Les boues de forage, souvent décrites comme des fluides rhéofuidifiants et thixotropes à seuil, ont une structure interne susceptible de se modifier selon les conditions d'écoulement et/ou de cisaillement, et pouvant mener à des phénomènes non homogènes au sein du matériau. Dans leur travail de caractérisation des fluides de forage par Imagerie à Résonance Magnétique (IRM) **Coussot et al., (2004)** ont montré qu'au-dessus d'un gradient de vitesse critique, les fluides présentent un comportement rhéofuidifiant avec seuil d'écoulement apparent, et qu'au-dessous de ce gradient critique, on observe un comportement visqueux simple sans seuil d'écoulement. L'utilisation de l'IRM montre qu'en fait, au-dessous de ce gradient critique, un écoulement stable n'est pas possible, la déformation se localise dans une zone dont la dimension peut dépendre de la taille des éléments constitutifs. Le comportement rhéologique apparent observé lors des mesures rhéologiques conventionnelles est donc la signature de cette zone cisailée et ne représente pas le comportement du matériau dans son ensemble.

Du point de vue équipement, plusieurs travaux (**Bingham, 1916; de Waele, 1923; Farrow et Lowe, 1923; Ostwald, 1925**) ont établi des modèles d'écoulement des fluides de forage en utilisant des viscosimètres rotatifs spécifiques. L'API recommande l'utilisation du viscosimètre Fann 35 A. Dans le cas des forages profonds, l'échec de la prévision des propriétés des fluides par simulation numérique est dû à une mauvaise connaissance de la variation des propriétés des fluides en fonction de la température (**Beirute, 1991**). Face à cette situation, la technologie des fluides de forage a été aussi suivie par un développement important d'outils d'évaluation et de contrôle. Dans le cas des forages profonds à haute température, on note la commercialisation de viscosimètres travaillant sous haute pression et à haute température (Fann 50 C).

Les caractéristiques les plus utilisées et recommandées par l'API sont la viscosité, la contrainte seuil et la thixotropie.

### ► La viscosité

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides. D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité (exprimées en cP) : une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme.

$$VA = L_{600} / 2 \quad (I.2)$$

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (I.3)$$

où  $L_{600}$  et  $L_{300}$  représentent respectivement les lectures à 600 et 300 tr/mn sur le rhéomètre fann 35.

Le rhéomètre utilisé est de type Couette (cylindres concentriques rotatifs). C'est la classe de rhéomètres la plus fréquemment utilisée où la substance étudiée est emprisonnée entre deux cylindres de révolution, coaxiaux, de rayons distants de quelques mm. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire  $\omega$ , l'autre cylindre demeurant immobile.

La substance se décompose en couches cylindriques coaxiales, animées de vitesses angulaires différentes, variant continûment de 0 (pour la couche en contact avec le cylindre fixe) à  $\omega$  (pour la couche en contact avec le cylindre mobile). Par suite du mouvement relatif des couches les unes par rapport aux autres, il apparaît en tout point de l'échantillon une vitesse de cisaillement et une contrainte de cisaillement.

Sur chantier, les outils disponibles pour contrôler la rhéologie de la boue sont de deux types. Le premier est le viscosimètre Marsh, outil encore très largement utilisé, le deuxième est un rhéomètre Fann 35, réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils.

D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température, il est donc nécessaire de mesurer ou de prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions (**Nguyen, 1993**). D'où l'importance de l'utilisation de rhéomètres travaillant à haute pression et haute température, type Fann70 (20000 Psi/500 °F) et d'appareils de filtration, type Dynamic Filtration System: Fann Model 90 (2500 Psi/500 °F).

#### ► La contrainte seuil

Les solides présents dans la boue de forage influencent un paramètre autre que la viscosité plastique, qui est la contrainte seuil (exprimée en Pa ou en lb/100 ft<sup>2</sup>), plus connue sous le nom de "yield value" ou "yield point".

$$YP = L_{300} - VP = (VA - VP) \cdot 2 \quad (I.4)$$

La contrainte seuil représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules. C'est une mesure dynamique.

La contrainte seuil dépend du type des solides présents et de leurs charges de surface respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.

#### ► Gels et thixotropie

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit non instantané et réversible.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10". Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés à l'aide du viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 tr/min et exprimé en lb/100ft<sup>2</sup>. Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la contrainte seuil avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique.

La connaissance des propriétés rhéologiques est d'une grande importance pour la résolution des problèmes de forage et permet de recommander et de prévoir le comportement des fluides au cours du forage. Il faut souvent arriver à un compromis entre les caractéristiques des fluides. Une viscosité maximale améliore la mise en suspension des déblais et réduit l'infiltration et l'érosion, tandis qu'une faible viscosité facilite le pompage du fluide, améliore la lubrification et réduit les pertes de charges, accélérant ainsi l'avancement du forage. De plus, une valeur importante de contrainte seuil permet le bon nettoyage du trou et la mise en suspension des solides.

Dans le cas des puits fortement déviés ou horizontaux, les "**cuttings**" se déposent plus rapidement que dans les puits verticaux, par conséquent, ils s'accumulent, formant un lit qui atteint un état stationnaire. Ce dépôt de cuttings engendre des problèmes de couple ("torque") surtout lors des manœuvres de remontée sans rotation ou circulation. Diverses solutions sont possibles telles que i) une augmentation de la vitesse annulaire, celle-ci doit être maintenue aussi élevée que possible dans les puits fortement déviés, mais le régime d'écoulement doit être laminaire pour une inclinaison inférieure à 45°.

L'épaisseur du lit de cuttings croît avec l'inclinaison du puits jusqu'à atteindre un état stationnaire. Néanmoins, il décroît lorsque le débit augmente. Au delà d'un certain débit critique, l'épaisseur du lit de cuttings est pratiquement nulle; ii) une augmentation de la densité de la boue, celle-ci entraîne l'amélioration du nettoyage du trou et la diminution du débit requis pour nettoyer le trou; iii) une augmentation de la contrainte seuil, qui permet d'améliorer le nettoyage de l'annulaire (pour un régime laminaire). Pour un angle supérieur à 70° l'effet de YP décroît; iv) une augmentation du rapport YP/PV, qui permet d'améliorer le nettoyage du trou, et enfin v) une réduction du gel car une boue thixotrope associée à la non-rotation entraîne la formation d'une couche de fluide quasiment immobile au fond du trou, d'où la rétention des cuttings (principalement des fines).

#### **I.1.4.3 Propriétés de filtration des fluides de forage**

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (gâteau ou cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé.

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute pression et haute température.

La filtration du fluide de forage au travers des parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices.

Dans les deux cas l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables.

Vu l'intérêt des phénomènes de filtration dans l'endommagement du réservoir par les fluides de forage, cette partie sera développée dans le **Chapitre 5** relatif à l'endommagement du réservoir et à la modélisation de la filtration.

## **I.2 Le problème de gonflement et de dispersion des argiles au cours du forage**

Le problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interactions argile-fluide de forage. L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides, Lors du contact argile-eau. Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine.

**Van Oort (2003)** a proposé de classer les problèmes liés aux argiles selon la teneur en eau, la pression de gonflement et la pression de pore en considérant une quantification du phénomène de transport sur le changement chimique et sur la stabilité mécanique de la roche.

Un fluide de forage idéal donnant une bonne stabilité est obtenu i) en évitant l'augmentation de la pression de pore due à l'altération du fluide, ii) en réduisant l'effet osmotique causé par l'ajout de sel au fluide et iii) en utilisant des fluides émulsionnés inverses (**Muniz et al., 2004**).

Les phénomènes physico-chimio-mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles.

En préalable, il est nécessaire d'introduire quelques définitions utilisées par les pétroliers des différents types d'argiles avant une brève synthèse des principaux travaux traitant les problèmes soulevés par les foreurs au sujet des formations argileuses rencontrées au cours du forage.

### **I.2.1 Classification des formations argileuses**

**O'Brien et Chenevert (1973)** ont établi une classification liée à la composition minéralogique mais également basée sur l'interaction des argiles avec les fluides (**Durand et al. 1995a**). **Bates et Jackson (1987)** basent la classification des argiles directement sur les teneurs en minéraux argileux allant de 15 à 100%, alors qu'**Osisanya (1991)** se base pour la classification des argiles sur la teneur en quartz.

Les argiles dans les formations géologiques ont été classées d'un point de vue pratique (**Dupont, 1968**) en trois catégories :

- Les formations argileuses **boulantes**, dénommées 'sloughing shales' ou 'brittle shales' sont généralement constituées par des schistes ou des marnes peu consolidées avec une structure feuilletée. Du point de vue minéralogique, elles sont composées d'illite et de kaolinite avec rarement de la montmorillonite. Lors du forage, ces formations ont tendance à s'ébouler, s'effondrer, entraînant la formation de caves importantes. Pour ces argiles, les fluides émulsionnés sont généralement peu utilisés.

Leur efficacité montre que les boues à base d'eau sont satisfaisantes et qu'une augmentation de la viscosité du gel apporte une bonne contribution à la solution aux problèmes.

En Algérie, ces argiles boulanges sont largement répandues dans la région de Timimoun, Ain Salah, Adrar et les hauts plateaux du nord du Sahara.

- Les formations argileuses **plastiques**, dénommées 'plastic shales', 'wet shales', 'gumbo shales', ou 'softening shales' ont la particularité de se refermer plus ou moins vite sur les outils et les garnitures de forage. Elles causent par conséquent les problèmes de coincement conduisant à l'échec de tubage et de cimentation, nécessitant un reforage. Sur le plan géologique, ces argiles sont situées dans le grand ensemble à prédominance d'évaporites qui s'étend du Lias à la base du Trias. Du point de vue minéralogique, elles sont composées essentiellement d'un mélange d'illite et de chlorite. La plasticité des argiles a été observée pour la première fois dans les cuttings des puits lors du forage en Gulf Coast (**Hayes et Kennedy, 1903**). Cette plasticité in situ a été souvent évoquée pour expliquer les problèmes rencontrés (**Rederon et Brisac, 1961 ; Pyramjee, 1966**).

En Algérie, le problème des argiles plastiques s'est manifesté pour la première fois en 1954, dans le nord du Sahara, lors du forage du puits TE#1 dans la région de Touggourt, par un coincement à 3458m après un passage rapide d'un banc de sel massif. Ce problème a nécessité la poursuite du forage en déviation.

- Les formations argileuses **gonflantes**, dénommées 'hydratable shales', 'swelling shales', ou 'heaving shales' : Ces argiles sont caractérisées par une capacité importante de gonflement qui va au cours du forage s'ajouter à celle des minéraux argileux intentionnellement ajoutés à la boue afin de lui conférer un certain nombre de propriétés. Ces argiles gonflantes provoquent une forte augmentation de la viscosité de la boue et le bouchage des têtes vibrants. Les argiles gonflantes sont généralement rencontrées à des profondeurs relativement faibles. Du point de vue minéralogique, elles sont caractérisées par une forte teneur de 20 à 40% en montmorillonite (minéraux gonflants) avec une teneur en eau élevée allant jusqu'à 40% et de 20 à 30% en illite (minéraux dispersibles). Pour ces argiles qui causent les problèmes de bourrage des outils, la formation de bouchons dans l'annulaire ainsi que les risques de perte et de coincement de la garniture les boues à l'huile et au KCl apportent une amélioration notable. Différentes classes ont été proposées dans la littérature, avec une minéralogie basée principalement sur les teneurs respectives en montmorillonite et en illite.

Ces argiles gonflantes sont rencontrées en Algérie à partir du Néocomien et le plus souvent associées à la présence de sable, sel et dolomite.



### **I.2.2 Approches développées pour résoudre les problèmes posés**

**Kelley (1968)** en étudiant les problèmes de stabilisation des argiles a observé des contradictions, à savoir que quelques formations argileuses peuvent être facilement forées avec des fluides inhibiteurs alors que d'autres formations similaires se dispersent avec l'utilisation de ces mêmes fluides. Ainsi quelques argiles se forment facilement à l'eau et se dispersent dans les boues à l'huile supposées être les meilleurs systèmes inhibiteurs.

Face à ces contradictions, de nombreux travaux ont été menés afin de comprendre les mécanismes mis en jeu et tester des solutions à l'échelle laboratoratoire pour proposer des remèdes à ces problèmes posés au niveau des chantiers de forage.

Le premier phénomène pris en considération est celui de l'hydratation et du gonflement des argiles. **Low et Anderson (1958)** ont présenté les équations de pression osmotique pour la détermination des propriétés de gonflement. Leur théorie est basée sur le principe que les argiles agissent en tant que membrane semi-perméable. **Chenevert (1969)** a signalé que l'ajustement de l'activité de l'eau des systèmes OBM permet de prévenir l'adsorption de l'eau sur les argiles. Autrement dit, l'adsorption d'eau est empêchée si l'activité de l'eau du fluide de forage est égale à l'activité de l'eau dans les pores des formations argileuses, d'où le concept de 'balance d'activité de l'eau'. **Chenevert (1970a et 1970b)** a aussi étudié l'effet de l'adsorption de l'eau sur de la montmorillonite et il en conclut que l'eau adsorbée dans l'espace confiné génère des contraintes internes.

Depuis les années 1970, plusieurs types de fluides pour la prévention de l'hydratation des argiles ont été commercialisés (**McDaniel et Lummus, 1971; Cagle et Schwertner, 1972; O'Brien et Chenevert, 1973; Anderson et Edwards, 1973; Allred et McCaleb, 1973; Kljuec et Yurkowski, 1973; Chesser et Perricone, 1973; MondShine, 1973 et Gray, 1974**).

**Anderson et Edwards (1973)** ont classé les argiles selon les faibles et fortes valeurs obtenues par le test au bleu de méthylène. Alors que **O'Brien et Chenevert (1973)** ont classé les argiles selon des tests de laboratoire spécifiques. Ces auteurs ont proposé l'utilisation de fluides à base de potassium pour une inhibition chimique des argiles.

**Pashely et Israelachvili (1983)** ont attribué le mouvement de l'eau et des ions entre les surfaces de mica aux forces d'hydratation. Leur théorie prend en compte les interactions moléculaires entre le fluide de forage, les particules argileuses et les différents ions présents dans les pores.

**Fritz et Marine (1983)** se basant sur la théorie osmotique, ont conclu que les argiles ne représentent pas une membrane idéale semi-perméable. Le degré d'idéalité dépend de plusieurs facteurs tels que la capacité d'échange cationique (CEC), la porosité et la concentration du fluide des pores. **Bol et al., (1992)** avec une série d'expérience sur des échantillons d'argiles à grande perméabilité, ont aussi démontré que les argiles n'agissent pas comme une membrane semi-perméable. Ces résultats contredisent ceux antérieurs de **Low et Anderson (1958)**.

**Steiger (1993)** a étudié le comportement d'hydratation des argiles dans un appareil triaxial en mesurant la pression de gonflement d'argiles exposées à différents fluides de forage avec différentes activités de l'eau. Il a montré que la pression de gonflement peut être contrôlée par l'addition du potassium aux fluides de test en contact avec les échantillons d'argiles, une augmentation de la concentration en KCl fait réduire la pression de gonflement à zéro. Dans les expériences menées sur chantier, il a observé que la présence de KCl dans les fluides de forage améliore la stabilité des formations argileuses.

**Mody et Hale (1993)** ont développé un modèle de stabilité prenant en charge les interactions entre les fluides de forage et les formations argileuses. Ce modèle permet d'identifier les paramètres optimums des fluides de forage tels que la densité et la salinité pour l'élimination des problèmes d'instabilité durant l'utilisation des WBM et les OBM. Ils ont signalé que la différence de potentiel chimique entre l'eau dans les argiles et celle dans le fluide de forage est le plus important paramètre à considérer.

**Simpson et al., (1994)** utilisant une approche expérimentale montrent que les OBM contenant une phase d'eau émulsionnée peuvent prévenir l'hydratation et donc la fragilisation des argiles. Ces auteurs ont démontré que l'utilisation d'un composé organique, soluble dans l'eau, ayant de multiples groupes hydroxyles de structure cyclique (méthyl glucoside) peut prévenir l'hydratation et présenter d'autres caractéristiques similaires à celles des OBM telles que la lubrification par exemple.

**Santarelli et Carminati (1995)** montrent que le phénomène de gonflement est principalement dû à la présence du gaz fortement comprimé dans les pores de la roche, qui induit des pressions capillaires. Ces auteurs lient le développement de la pression de gonflement aux effets de la pression capillaire, mais ils doutent que la pression de gonflement puisse se développer dans les conditions de fond et sous un environnement important de compaction.

Dans le cadre du programme STAR (STabilité des ARgiles), **Durant et al., (1995a et b)** ont présenté un rappel des problèmes spécifiques rencontrés lors du forage des argiles, une description des réactions physico-chimiques entre les argiles et l'eau, une description mécanique du comportement des roches argileuses lors du forage, et enfin les pratiques du terrain pour l'amélioration de la formulation des fluides de forage répondant à la fois aux problèmes de forage et aux exigences de préservation de l'environnement. La conclusion de cette revue est que la notion de gonflement des argiles n'est pas suffisante à elle seule pour expliquer les phénomènes d'instabilité. D'autres facteurs doivent être considérés.

**Horsud et al., (1998)** ont étudié aussi le phénomène de la pression de gonflement dans les argiles et ont conclu que les phénomènes d'osmose ne jouent pas de rôle mais la pression (ou succion) capillaire est le principal mécanisme qui conditionne le développement de ce gonflement.

**Pernot (1999)** a essayé de comprendre les mécanismes clé en quantifiant l'effet de la pression de gonflement d'une variété de fluides en contact avec plusieurs types d'argiles. Cet auteur conclut que le méthylglucoside type 'Gumbo' stoppe le gonflement des argiles par la création d'une barrière qui bloque le flux des ions et de l'eau dans les argiles et que les solutions concentrées de

sel ont un faible coefficient de réflexion de la membrane, alors que les solutions de faibles concentrations en ions ont un coefficient de réflexion élevé. La réduction de l'activité de l'eau des argiles par l'addition de sel peut réduire énormément la pression de gonflement.

**Ewy et Stankovich (2000)** développent une technique pour mesurer la pression des pores des argiles saturées et non saturées, sous contraintes. Selon ces auteurs, lorsque l'activité des argiles est supérieure à celle des fluides, l'eau sort des argiles et cause la pression de goutte. La pression osmotique prévisible est déduite lorsque l'amplitude de la pression de goutte égale la pression du fluide. Les argiles jouent le rôle d'une membrane non-idéale semi-perméable.

**Lomba et al., (2000)** ont évalué l'efficacité de la membrane des argiles natives par la mesure du potentiel électrochimique à travers des échantillons d'argiles. **Schlemmer et al., (2002)** ont mesuré l'efficacité de la membrane d'argiles en utilisant une technique améliorée de transmission de la pression pour étudier le comportement de la force osmotique avec des fluides conventionnels à base d'eau, des OBM et des systèmes aux silicates. Leur conclusion est que les systèmes aux silicates produisent une efficacité optimum de la membrane.

**Mody et al., (2002)** ont identifié les additifs à utiliser dans les systèmes WBM qui génèrent une efficacité importante de la membrane, puis ont utilisé ces additifs pour la formulation de fluides de forage. Ces travaux montrent que l'efficacité de la membrane est liée à 80% à la nature des additifs utilisés dans le fluide et que ces fluides de forage améliorent la stabilité du puits.

**Guizhong et al., (2003)** ont montré que l'amplitude de la contribution des effets causés par le déséquilibre entre l'activité de l'eau du fluide de forage et l'activité des argiles de la formation dépend de l'efficacité du système argile/fluide à améliorer la qualité de la membrane semi-perméable.

**Yu et al., (2003)** ont montré que l'instabilité ne dépend pas que de l'activité de l'eau mais dépend aussi des propriétés des solutés. **Al-Bazali (2003)** a développé un montage pour l'évaluation du potentiel électrique et a étudié l'effet de la compaction, du type d'argile et du type du polymère sur la diffusion à travers les argiles. Cet auteur décrit l'efficacité de la membrane et la modification du potentiel de diffusion en appliquant le modèle de **Lomba et al., (2000)**.

**Muniz et al., (2004)** décrivent l'équipement utilisé pour l'évaluation des interactions argiles -fluides. Le principe est de combiner les gradients hydrauliques et ioniques pour estimer la perméabilité, le coefficient de réflectivité 'efficacité de la membrane' ainsi que le coefficient de diffusion pour les intégrer dans un programme d'évaluation de la stabilité.

**Zhang et al., (2006)** développent le test de gonflement gravimétrique et montrent que le mouvement de l'eau n'est pas contrôlé seulement par le phénomène d'osmose (activité de l'eau) mais qu'il est aussi influencé par la succion capillaire et par la diffusion ionique. Le contact des argiles avec les fluides change les propriétés physico-chimiques et mécaniques des argiles.

En résumé, la première constatation qui peut être faite, est qu'en dehors de la contribution de l'évolution de techniques expérimentales et des essais pour une meilleure simulation, les travaux sur l'inhibition sont restés toujours tributaires des fondements théoriques classiques relatifs aux mécanismes d'hydratation des argiles et des propriétés de filtration et aux interactions argiles - solution.

D'après les résultats reportés précédemment les concepts importants à considérer, relatifs aux propriétés d'hydratation et de gonflement osmotique et macroscopique des argiles, sont

- le concept de balance d'activité de l'eau (osmose)
- la pression osmotique, la pression capillaire et la pression hydraulique des pores
- les forces électrostatiques et les gradients osmotiques
- la diffusion ionique
- le potentiel total aqueux,
- le potentiel électrique
- l'efficacité de la membrane (coefficient de réflexion)

Ces propriétés de gonflement dépendent fortement i) de la nature des argiles (composition et structure) de leurs propriétés mécaniques et physico-chimiques (capacité d'échange, porosité), mais aussi ii) de la composition et de la concentration des fluides présents dans les pores (gaz ou liquide), ainsi que iii) des conditions de température et de pression des différents essais.

Par ailleurs, la simulation numérique pourrait apporter une contribution à la résolution de ces problèmes. Malheureusement, peu de travaux peuvent être signalés pour la simulation des interactions eau-argile (**Mulla et al., 1984 ; Skipper et al., 1991**). D'autres simulations avec trois composantes (eau-argile-contre ion) ont été réalisées par **Greathouse et al., (2000)**. Mais cette approche pourrait répondre en partie au déficit expérimental car il est pratiquement impossible de faire une simulation combinant toutes les conditions de travail sur le chantier.

Tous les problèmes liés à l'instabilité des parois argileuses en présence d'eau, amènent à privilégier des systèmes émulsionnés inverses comparativement aux systèmes à base d'eau et à développer d'autres technologies de forage (forage à la mousse, forage à l'air). Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de par la nécessité de remplacer les boues à l'huile par des boues à l'eau non polluantes ou par des fluides synthétiques. En effet, dans certaines conditions de forage (forage des argiles sensibles ou forage des puits profonds) il est techniquement difficile d'avoir les mêmes performances en remplaçant une boue à l'huile par une boue à l'eau. Dans cet objectif, la recherche d'additifs inhibiteurs du gonflement des argiles et respectant en plus l'environnement a considérablement évolué. Cet aspect est traité dans la section 2.3 qui suit. De même les différentes techniques et méthodes utilisées pour l'évaluation de l'inhibition de la dispersion des argiles sont présentées en section 1.2.4.

### **1.2.3 Additifs utilisés pour inhiber le gonflement et la dispersion des argiles**

L'incitation à ne plus utiliser pour des considérations environnementales de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) a motivé le développement de la technologie des systèmes de fluides à base d'eau (WBM) qui offrent aussi des avantages économiques. Le problème majeur dans l'utilisation des WBM reste donc lié à l'instabilité des puits, due essentiellement aux interactions des argiles de la formation avec l'eau, mais plusieurs solutions acceptables sont émises.

Ainsi actuellement, un nombre important de systèmes de fluides sont proposés par les Sociétés spécialisées. En fait, plusieurs de ces produits commercialisés sont similaires malgré des noms d'usage différents. Voici quelques exemples d'additifs utilisés dans les WBM, qui ont amélioré les performances des fluides de forage en résolvant certains problèmes rencontrés.

### **Les sels minéraux (KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, ...) et organiques**

La salinité de la phase aqueuse est choisie en fonction des caractéristiques de la formation traversée. En effet, **Chenevert (1989)** a montré que la force ionique de la phase aqueuse du fluide doit être égale à celle de l'eau présente dans les argiles de la formation afin d'éviter toute réaction d'échange. Une diffusion de molécules d'eau vers la formation pourrait conduire à un gonflement des argiles et par suite à une déstabilisation des parois du puits et à l'inverse, une perte d'eau entraînerait une déstabilisation des parois par "cracking".

Le KCl est certainement le sel le plus couramment utilisé pour l'inhibition du gonflement des argiles. Avec le PHPA, le système présente une bonne efficacité pour la stabilisation des cuttings d'argiles (**Clark et al., 1976**). La faible efficacité de la membrane (1–2%) est due à la grande mobilité relative du KCl dans les argiles (**van Oort, 2003**). De plus, la conductivité hydraulique n'est pas altérée et la pression osmotique générée par les solutions de KCl est modérée (typiquement inférieure à 20 MPa). Cet additif ne colmate pas les pores, ne modifie pas la perméabilité des argiles et ne retarde pas la pénétration de la boue. Il est recommandé en priorité pour la stabilisation des cuttings réactifs contenant une quantité significative de smectites. En effet, l'ion potassium est un bon inhibiteur (**Steiger, 1982**) qui réduit l'énergie d'hydratation et le gonflement d'argiles, telles que l'illite ou la montmorillonite.

Bien que l'ion Na<sup>+</sup> ne soit pas un aussi bon inhibiteur que l'ion K<sup>+</sup>, l'utilisation de NaCl possède certains avantages sur celle de KCl. NaCl peut réduire l'invasion du filtrat dans les argiles. En effet, proche de la saturation, une solution de NaCl conduit à de grandes viscosités et à une activité de l'eau plus faible que celles observées avec les solutions concentrées de KCl. En combinaison avec les silicates, polyols et méthylglucosides, les solutions concentrées de NaCl permettent d'améliorer l'efficacité de la membrane (cake). D'autres solutions de sels minéraux, tels que CaCl<sub>2</sub>, ou CaBr<sub>2</sub>, ZnCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> ou MgBr<sub>2</sub> et ZnBr<sub>2</sub> sont aussi largement utilisées en tant que fluides de complétion.

**Les sels organiques**, formiates et acétates alcalins (RCOO<sup>-</sup>M<sup>+</sup>, avec R = H, CH<sub>3</sub> et M<sup>+</sup> = Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Cs<sup>+</sup>) en solution conduisent à une forte viscosité des filtrats et génèrent une pression osmotique élevée. Ces sels organiques ont un effet bénéfique sur la réduction de la pression de gonflement des argiles (**Howard, 1995; van Oort et al., 1996a**).

### **Les polymères cationiques, anioniques et non ioniques**

**Les polymères cationiques (PHPA, amines,...)** ont été développés comme alternative aux sels minéraux (**Beihoffer et al., 1990; Retz et al., 1991**) i) pour augmenter le nombre des sites d'échange, car KCl possède un seul site (**Himes et al., 1991**) et ii) pour des raisons de restrictions environnementales contre l'utilisation des sels (sensibilité aux ions K<sup>+</sup> ou aux chlorures) dans

plusieurs chantiers à travers le monde. Avec de faibles poids moléculaires ( $M < 10\ 000$ ), ces polymères sont de bons inhibiteurs du gonflement des argiles. Ils entrent dans les pores, viscosifient les filtrats et retardent leur invasion dans les argiles.

Les hauts polymères ( $M > 10\ 000$ ) n'ont pas l'aptitude de pénétrer dans les pores mais peuvent agir par encapsulation. C'est le cas du PHPA qui s'adsorbe sur plusieurs sites des argiles et réduit la désintégration des cuttings (**van Oort, 2003**). Selon **Clark et al., (1976)**, les fluides à base d'eau contenant du polyacrylamide et du chlorure de potassium peuvent protéger les argiles et réduisent les problèmes liés à la stabilité du puits.

Les amines simples (polymères cationiques) sont utilisées dans plusieurs régions pour des applications spécifiques. Les amines quaternaires évitent le gonflement et la dispersion des argiles par échange d'ions. Leurs inconvénients sont leur coût élevé, leur toxicité (**Himel et Lee, 1951**) ainsi que leur incompatibilité avec les additifs anioniques généralement utilisés dans les fluides.

Une nouvelle génération de composés inhibiteurs (Organic Cationic Materials ou 'OCM') est venue répondre aux contraintes imposées par les polymères cationiques. Ces molécules à plusieurs fonctions ont montré une bonne efficacité technique (stabilité thermique, compatibilité avec les autres additifs des fluides et biodégradabilité) et économique pour l'inhibition du gonflement des argiles. Les dérivés d'ammonium tels que les amines, amides, polyamides, imines, nitriles et aminoacides, utilisés dans plusieurs types de fluides à base d'eau (**Schlemmer et al., 2003**) offrent une performance similaire à celle du cation potassium.

### **Les polymères anioniques (PAC,...) et non ioniques (Polyols,...)**

Une grande variété de polymères anioniques (ex. PAC) et non ioniques (polyols, glycérols, glucosides, alcools polyvinyliques, hydroxyéthylcellulose) ou amphotères ont été essayés. Ces polymères agissent par encapsulation et/ou réduction de l'activité de la phase limitant la pénétration de l'eau dans les argiles. Toutefois, ils sont généralement peu efficaces par rapport aux polymères cationiques (**Stamatakis, et al., 1995**).

### **Autres additifs**

► Chaux et gypse (**Cannon, 1947 ; Hurdle, 1957**). Les systèmes de fluides à base de chaux ont un effet bénéfique pour le développement de la cimentation des argiles in situ (**Hale et Mody, 1993**).

► Les additifs à base d'asphaltes modifiés, de gilsonite ou de graphite (**Stratton, 1931; Cagle et Schwertner, 1972**). Ces additifs n'ont pas d'effet sur la pression de gonflement. Leurs effets sont liés principalement à leur taille permettant le blocage des pores et par conséquent le retardement de l'invasion du filtrat. Ce type d'additifs est aussi recommandé pour le forage des formations microfracturées. Cependant, il sera difficile d'évaluer leur performance au niveau du laboratoire dans des conditions ambiantes (**Davis et Tooman, 1998**) car utilisés pour l'évaluation de leur pouvoir de stabilisation des argiles, ils ont des comportements variables en fonction de la

température et de la pression. Dans le cadre de la nécessité du développement d'équipements pour des essais spécifiques dans des conditions de température et de pression élevées (HP/HT) une cellule 'Down-Hole Simulation Cell' a été utilisée. Cette technique a été souvent critiquée pour son coût et la nécessité de réaliser de nombreux essais.

**Nair (2004)** a évalué la performance de deux additifs (la gilsonite et du Soltex) utilisés en tant qu'inhibiteurs dans des conditions HP/HT et a montré une faible réduction de la perméabilité sans expliquer les raisons de cette réduction pour les deux produits.

- La gilsonite est un solide naturel hydrocarboné, classé comme composé du type asphaltite (**Davis et al., 1991; Davis et Tooman, 1998; Davis, 2002**). Elle a des propriétés meilleures par rapport aux autres asphaltes de par sa faible solubilité, un minimum d'impuretés et un point d'amollissement élevé. Elle réduit la perméabilité suite à des réactions chimiques spécifiques avec les argiles, les rendant pratiquement imperméables.

- Le « Soltex » fabriqué à partir d'asphalte sulfoné, est un composé anionique partiellement soluble dans l'eau. Soltex de par sa large répartition granulométrique contribue à la stabilité des argiles par le colmatage de leurs pores, et est capable de s'attacher sur les argiles chargées, réduisant ainsi la pénétration de l'eau. **Davis et Tooman (1998) et Duantem (2003)** suggèrent que Soltex pénètre profondément dans les fractures à cause de sa grande solubilité .

- ▶ Face aux contraintes environnementales, de nouvelles familles de composés sont proposées: les sucres et leurs dérivés (saccharides).

- Les sucres augmentent la viscosité du filtrat et réduisent l'écoulement de l'eau dans les argiles (**van Oort, 1994**). De plus, ils donnent une faible activité de l'eau et génèrent une pression osmotique permettant leur utilisation pour la déshydratation des argiles. Le problème soulevé par l'utilisation des sucres est leur sensibilité à l'attaque biologique rendant difficile leur conservation et leur stockage sur chantier. Le méthylglucoside et en général les saccharides méthylés, qui sont donc moins sensibles aux attaques biologiques, évitent cet écueil (**Simpson et al., 1994**).

- Le méthylglucoside (MEG) est un dérivé du glucose, fourni en tant que liquide contenant 70% de solides. Fabriqué à partir d'amidon de maïs, il est classé "biodégradable". Les saccharides sont généralement recommandés pour la stabilisation des argiles. Les systèmes formulés ' sels+ saccharides' permettent la déshydratation effective des argiles, la réduction du « bit-balling » et l'augmentation de la pénétration (ROP). MI-Swaco propose le système «ULTRADRILL» avec l'utilisation du MEG, ayant la capacité de donner une faible activité au fluide avec une considérable réduction du mouvement des ions. Le système au MEG présente un bon coefficient de lubricité, un bon filtrat et la production de cuttings acceptables pour l'environnement (**Chenevert et Pernot, 1998**). Ce monomère organique soluble dans l'eau présente de multiples groupes hydroxyles dans une structure cyclique capable de réduire l'activité de l'eau du fluide de forage et peut être une bonne alternative vis-à-vis des OBM. La Société Baker Hughes Drilling Fluids a aussi proposé un nouveau produit, "PERFORMAX", fluide à haute performance de troisième génération, conçu pour remplacer les fluides de forage émulsionnés grâce à leur meilleure inhibition du gonflement des argiles par réduction de la transmission de la pression des pores.

Dans cette même gamme de produit, "HYDRO-GUARD" de Baroid possède aussi un bon pouvoir inhibiteur.

► Les (Poly-)glycérols et (poly-)glycols (**Hale et al., 1989; Downs et al., 1993 et Perricone et al., 1989**), généralement notés simplement glycérols et glycols sont largement utilisés pour le forage des argiles (**Chenevert, 1989; Bland, 1991, 1992 et 1994 ; Reid et al., 1993; Downs et al., 1993; Twynam et al., 1994; Cliffe et al., 1995**). **Twynam et al., (1994)** ont observé l'amélioration de l'avancement avec l'utilisation d'une concentration élevée en glycol.

**Downs et al., (1993) et Bland (1994)** ont étudié l'effet de la température sur le comportement des solutions de glycols (clouding ou TAME: thermally activated mud emulsion).

La présence d'un point de trouble, fonction de la température et de la salinité, conditionne l'utilisation et l'efficacité des systèmes aux glycols. Les glycérols et glycols de masse molaire élevée ( $M > 10\ 000\ D$ ) ne sont pas adsorbés à la surface et ne permettent pas le colmatage des pores. L'utilisation de glycérols et de glycols de faible masse molaire a été souvent recommandée pour la stabilisation des argiles.

► Les systèmes mixtes de polyols (polyglycérols, polyglycols et méthylglucoside) et de sels ( $NaCl$ ,  $CaCl_2$ ) sont souvent plus efficaces pour la stabilisation des argiles comparativement aux composés utilisés séparément (**van Oort et al., 1995**). Ces systèmes agissent par synergie qui augmentent l'efficacité de la membrane argile-fluide.

► Les silicates et les composés à base d'aluminium sont fortement recommandés pour la stabilisation des argiles. Aussi pour des raisons environnementales, les silicates ont été introduits dans l'industrie pétrolière depuis 1990 (**Ding et al., 1996; van Oort et al., 1996b; Ward et Williamson, 1996**). Ces additifs solubles forment une barrière à la surface des argiles ou dans les micro-fractures et réduisent le transport des ions et la perméabilité effective des argiles.

Des composés à base d'aluminium, 'Alplex' (**Clark et Saddok, 1993; Saddok et al., 1997**), ont été aussi développés dans ce sens. Les silicates solubles réagissent rapidement avec les ions polyvalents des argiles ( $Ca^{++}$  et  $Mg^{++}$ ) et forment des précipités insolubles. La barrière formée par la gélification des silicates précipités réduit l'invasion du filtrat. Le mécanisme de gélification/précipitation permet de colmater les microfractures des argiles (**van Oort et al., 1996b**).

D'une façon générale, il ressort que l'évaluation des performances des additifs utilisés dans les fluides de forages nécessite des essais en laboratoire et souvent des montages et appareillages spécifiques pour la bonne simulation des conditions réelles. L'analyse des équations empiriques établies et l'estimation des données des essais contribuent souvent à l'explication des mécanismes et des problèmes rencontrés sur chantier. La bonne simulation des conditions opératoires sur chantier est souvent coûteuse. A défaut de pouvoir prendre en compte l'ensemble des conditions pour une bonne compréhension du comportement des formations sensibles ou fragiles vis-à-vis des fluides utilisés, une sélection de certaines conditions d'utilisation peut être une bonne voie pour l'étude des performances des systèmes proposés.



On peut se satisfaire d'un minimum de paramètres pour une exploitation rapide, mais on peut aussi revenir à l'ensemble des conditions par une modélisation.

Dans le cadre de notre travail expérimental, nous essayerons de traiter la performance de quelques additifs (modèles) et d'étudier les propriétés de filtration et d'inhibition des systèmes préparés avec quelques produits habituellement utilisés sur les chantiers de forage.

#### I.2.4 Techniques d'évaluation de l'inhibition des argiles

Voici quelques méthodes utilisées à l'échelle laboratoire pour l'évaluation de la performance des différents systèmes de fluides de forage:

- ▶ **Diffraction des rayons X (DRX)** pour la détermination qualitative de la teneur en argiles.
- ▶ **Capacité d'échange cationique (CEC)** et pour la détermination de la réactivité des argiles. Plusieurs techniques sont citées dans la littérature pour la mesure de la CEC des argiles, tels que celle au chlorure de Baryum, avec l'EDTA, avec le sel de chlorure de cobalthexamine (**Bergaya et al., 2006**).
- ▶ **Test au Bleu de méthylène**, cette méthode est standardisée dans le domaine du forage et recommandée par l'API (**API, 2003**) pour l'estimation des solides réactifs dans les fluides au cours du forage.
- ▶ **Temps de succion capillaire**, c'est l'évaluation du temps de parcours du filtrat d'un fluide entre deux électrodes placées à une distance standard sur un papier filtre. Cette méthode est généralement applicable pour le choix et l'optimisation de la concentration en sels ainsi que pour l'étude des propriétés de filtration (**Wilcox et al., 1984**).
- ▶ **Etude de gonflement des argiles** évaluation du gonflement des argiles par différentes techniques de laboratoire, le plus souvent le gonflement par adsorption (**Chenevert, 1969**) sur échantillons non confinés. **Zhang et al., (2006)** ont développé un appareil pour mesurer le gonflement par gravimétrie permettant de quantifier la mesure du mouvement de l'eau et des ions durant les interactions argile/fluide de forage.
- ▶ **Evaluation de la dureté par Pénétromètre** pour examiner la performance d'une variété de solutions de polymères du point de vue capacité de réduire la dureté et l'effet de perte de résistance associé avec le contact par le fluide sélectionné (**Reid et al., 1993**).
- ▶ **Test au Triaxial**. Cette méthode est utilisée pour la mesure de la pression des pores et l'évaluation des paramètres mécaniques (contrainte de rupture, module de Young et de cisaillement et le coefficient de Poisson).
- ▶ **Downhole Simulation Cell (DSC)** pour l'étude du comportement des roches argileuses sous la variation des contraintes (**Salisbury et Deem, 1990**).
- ▶ **Test d'Oedomètre** pour l'étude de l'influence de la modification de la pression et du potentiel chimique (**Hale et Mody, 1992; Mody et Hale, 1993**).
- ▶ **La mesure de la constante diélectrique**. Cette méthode permet de quantifier les minéraux gonflants avec la possibilité de les corrélés avec la surface spécifique (**Leung et Steig, 1992**).

► **Slake durability test (SDT)**. C'est une technique standard pour l'étude de la durabilité des argiles et les roches fragiles similaires : **ASTM D 4644-97 - Réapprouvé 1992 (Likos et al., 2004)**.

► **Test de transmission de pression** pour les argiles confinées et non confinées (**Van Oort, 1994**).

► **Forage en miniature**. Appareil de forage en miniature pour étudier les paramètres et analyser les problèmes sur des carottes d'argiles. Les deux contraintes majeures sont liées à la disponibilité des carottes d'argiles ainsi que de son coût élevé.

► **Test de dispersion des argiles**. C'est le test le plus utilisé actuellement dans les études d'inhibition des argiles (**Mody et Hale, 1993**). Il consiste à tester le fluide sur les échantillons d'argile sous forme de cuttings de dimension connue (quelques mm) et mise en hot rolling pendant 16 h.

Le principe est d'évaluer la variation de la granulométrie des cuttings avant et après hot rolling.

► **Test sur pastilles d'argiles comprimées**. Cette technique permet d'étudier l'influence de la variabilité de la composition des argiles. Le principe est de considérer l'aspect et d'évaluer la variation de la granulométrie des cuttings dont la qualité initiale est affectée par le broyage et l'ajout d'eau.

► **Jar Slake Testing**. C'est un test simple et qualitatif désigné pour évaluer la durabilité relative des argiles en contact avec un fluide sélectionné. Ce test est souvent utilisé sur chantier et ne nécessite pas un équipement spécial ou cher. Six catégories qualitatives (Slake Indices) sont utilisées pour décrire la durabilité de l'échantillon de référence selon son apparence physique après immersion dans des solutions de fluide.

► **DSCA**. Cette technique permet de mesurer les contraintes in-situ en intensité et en orientation.

Chaque technique citée a un apport important. Cependant, plusieurs méthodes sont critiquées du point de vue faisabilité, coût, précision et conditions d'utilisation, ce qui fait que de s techniques rapides et aisées sont toujours recherchées, afin de prendre en charge l'évaluation de la panoplie de produits et d'additifs proposées pour l'inhibition des argiles au cours des opérations de forage. Les tests de dispersion en hot rolling et d'es pastilles d'argiles comprimées seront utilisés dans la partie expérimentale pour une comparaison avec une nouvelle méthode proposée.

### **I.3 Evolution des familles de polymères utilisés dans le forage**

Depuis les années 1990, les polymères ont apporté une alternative à l'utilisation des OBM, largement critiqués à cause des problèmes déjà cités (pollution et toxicité). Actuellement, les foreurs tentent d'exiger des polymères utilisés dans les WBM des caractéristiques inspirées des propriétés des OBM.

L'introduction des polymères dans les fluides de forage à l'eau (WBM) date de la première utilisation en 1930, d'amidon de maïs ajouté à de la boue bentonitique pour contrôler les caractéristiques de filtration. Cet ajout est suivi par l'introduction de carboxyméthylcelluloses (CMC), de tanins (Ex : québracho) et de lignosulfonates, tous régulièrement utilisés depuis 1945.

Toutes ces substances utilisées, produites naturellement ou extraites par des procédés simples (**Muller, 1990**), avaient pour objectif de protéger la bentonite de la floculation par le sel.

L'addition des colloïdes organiques naturels dans les fluides de forage a apporté de grandes améliorations aux propriétés et caractéristiques des fluides classiques à base d'eau en terme de filtration et d'inhibition.

Les polymères utilisés, souvent conçus pour une situation particulière de forage, sont devenus de plus en plus sophistiqués. Dans certains cas, ils peuvent même remplacer totalement les argiles, particulièrement pour le forage des zones argileuses sensibles à l'eau ou des zones productrices d'eau et d'hydrocarbures.

Les familles de polymères utilisés dans les fluides de forage doivent répondre à plusieurs critères:

- la résistance à la température (**Wilcox, 1984**) et la biodégradabilité, ainsi que la résistance à la contamination par les ions,
- la compatibilité avec l'ensemble des additifs du fluide,
- la protection des formations forées: stabilisation des argiles (**Hale et Mody, 1993**), et le minimum d'endommagement des formations productrices,
- la lubrification et la protection contre la corrosion.

Face à toutes ces exigences, de meilleures formulations ont été recherchées pour répondre aux besoins de chaque forage spécifique. Ainsi les polymères cationiques sont utilisés pour le forage des argiles gonflantes 'Gumbo'. Les WBM à base de sels d'ammoniums quaternaires se révèlent être de meilleurs inhibiteurs que les WBM conventionnels (**Beihoffer et al., 1990**).

Les polymères anioniques tels que les lignosulfonates de fer ont été largement utilisés en tant que défloculants. Le lignite chromé en association avec les lignosulfonates, permet la réduction du filtrat. Les dérivés ligneux (polyphénols) sont utilisés pour les forages profonds ( $T > 220^{\circ}\text{C}$ ). Les dérivés polyacryliques, généralement fortement anioniques, forment un colloïde protecteur et donnent aussi une bonne stabilité thermique.

Les paramètres qui gouvernent l'efficacité des polymères sont de deux types (**Muller, 1990**) i) les paramètres imposés par l'environnement tels que pH, salinité (nature et concentration en sels), température, oxygène, et ii) les paramètres ajustables liés à la structure même du polymère (nature et longueur des chaînes principales et latérales, nature des groupes fonctionnels chargés et/ou neutres, et densité de charge).

L'étude de mélanges argiles-polymères-électrolytes montre que les dimensions des polymères dépendent à la fois de la salinité et de la masse molaire et ont une influence majeure sur leur efficacité à inhiber la dispersion des déblais (**Lecourtier et Degouy, 1994**). L'augmentation de la masse molaire des additifs (polymères) peut entraîner une floculation des particules argileuses provoquant un mauvais contrôle de la filtration, alors qu'une augmentation des charges du polymère améliore la dispersion de la bentonite et par conséquent ses qualités de réducteur de filtrat.

### I.3.1 Les polymères utilisés dans les fluides de forage

L'industrie pétrolière est grande consommatrice de polymères hydrosolubles pour diverses opérations de forage telles que fracturation, modification de perméabilité, cimentation, colmatage et contrôle de mobilité des phases aqueuses (**Muller, 1990**). Plusieurs travaux de laboratoire ainsi que des observations sur chantier, ont montré que l'avancement du forage est affecté quand le fluide renferme des polymères.

Les fluides à faible teneur en solides (Low-Solids Muds) sont le plus recherchés, surtout lors du forage des phases réservoirs. Mais la bonne approche expérimentale consiste d'abord à étudier le comportement des solutions diluées, pour s'intéresser ensuite à des solutions de concentrations plus élevées où les interactions entre les chaînes deviennent prépondérantes.

Ce type d'enchevêtrements dans les solutions de polymères est à la base des performances observées au laboratoire et sur chantier. Les produits disponibles sur le marché peuvent provenir d'un mélange de substances ayant des effets synergiques.

L'introduction de polymères synthétiques depuis les années 1990 dans le domaine des WBM et des OBM, est une bonne alternative pour la résolution des problèmes rencontrés dans le forage avec les boues classiques. De plus, une grande attention a été portée à leurs avantages environnementaux (**Darley et Gray, 1988; Young, 2001; Turner et Macnab, 2003**).

Dans le domaine des fluides de forage on peut classer les polymères selon leur charge ionique ou non-ionique ou selon leur fonction (viscosifiants, réducteurs de filtrat, inhibiteurs, etc.).

Ces additifs (polymères et argiles) ont souvent des fonctions principales et des fonctions secondaires. Ainsi, les polymères de charge négative et de masse molaire faible, sont des fluidifiants, alors que ceux de masse molaire plus élevée, peuvent former des liaisons entre particules et agir comme floculants.

Les réducteurs de filtrat agissent selon l'un des trois mécanismes suivants, i) ajouter des particules colloïdales qui peuvent se déformer et se comprimer pour boucher les pores du cake. Les structures de l'amidon et de certains dérivés d'asphaltes ou de lignines correspondent à cette description; ii) des polymères fluidifiants tels que les composés cellulose (CMC ou PAC) ou les lignosulfonates, défloculent le gâteau formé qui va se tasser pour donner une couche plus mince imperméable, ce qui réduit le filtrat; et iii) si la phase fluide qui traverse le gâteau est visqueuse par ajout de polymères, comme les CMC de masse molaire élevée ou les gommes xanthane, cela réduira également le filtrat. Ces deux derniers mécanismes sont liés aux fonctions secondaires des deux types de polymères, fluidifiants et viscosifiants.

Du point de vue rhéologique, les solutions concentrées en polymères ont souvent un comportement pseudo-plastique ou rhéofluidifiant. Plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible. Ceci est le comportement idéal pour les fluides de forage, du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil alors que des viscosités plus élevées sont requises dans des zones à taux de cisaillement plus faible (espace annulaire) pour transporter les déblais vers la surface.

### I.3.2 Les principaux polymères utilisés dans les formulations étudiées

#### I.3.2.1 La gomme de xanthane (xanthane)

Dans les fluides de forage, le xanthane est largement utilisé en tant que viscosifiant vu sa qualité rhéologique, sa résistance vis-à-vis de la salinité, sa bonne stabilité thermique et sa biodégradabilité. Le xanthane est un polysaccharide produit par une bactérie appelée "Xanthomonas campestris" intervenant dans le métabolisme de certains végétaux. L'obtention du xanthane suit un processus complexe. Les différentes étapes de mise en oeuvre conditionnent les propriétés finales du polymère: composition finale de la poudre, masse molaire, composition chimique du motif, rhéologie, etc... (Simon, 2004).

Sa formule brute moyenne est  $(C_{67}H_{102}O_{56})_n$  avec  $n = 830$  à  $2\ 800$ . La structure primaire de la gomme xanthane consiste en une chaîne principale de cellulose. Deux groupements carboxyliques confèrent à la gomme xanthane un caractère anionique (Figure I.2). Les contre-ions les plus couramment rencontrés sont  $Na^+$ ,  $K^+$  et  $Ca^{2+}$ .

Trois fonctions apparaissent sur les cycles de la chaîne latérale du motif (un groupement acétate sur le cycle le plus proche du squelette principal, un acide glucuronique sur le cycle intermédiaire et un acide pyruvique sur le cycle terminal). En milieu aqueux, les atomes ( $Na^+$  ou  $K^+$ ) se dissocient de la molécule de xanthane qui acquiert alors une charge négative due aux ions carboxylique ( $COO^-$ ). À l'état solide, la chaîne principale se présente sous forme d'une hélice droite dont le pas mesure 4,7 nm et totalise 5 unités répétitives (Figure I.3).

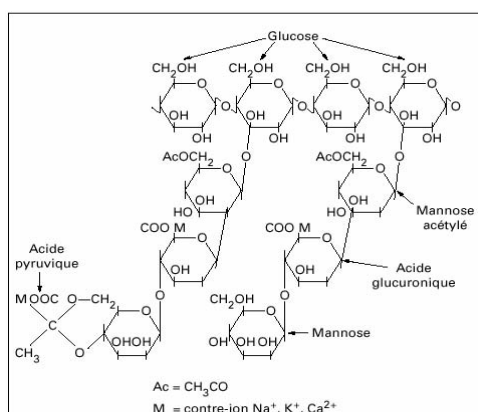


Figure I.2 : Structure primaire de la gomme xanthane

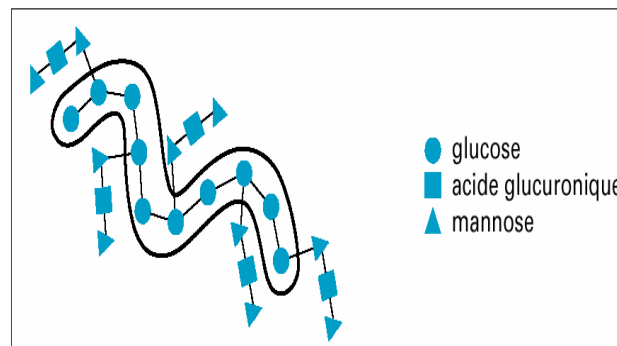


Figure I.3 : Structure secondaire de la gomme xanthane à l'état solide (Simon, 2004)

Les chaînes ramifiées (60 % de la masse totale) sont repliées le long de la chaîne cellulosique, constituant ainsi un 2<sup>ème</sup> brin discontinu. La structure secondaire de la gomme xanthane fait encore l'objet de controverses. La conformation de la chaîne en solution aqueuse dépend de la force ionique. La dépendance avec la concentration en xanthane a été montrée dans plusieurs travaux (Oh et al., 1999).

En solution aqueuse, la viscosité du polymère est due aux interactions eau/polymère et polymère/polymère. Selon la température, la salinité et l'histoire de l'échantillon, trois conformations sont possibles. La gomme nouvellement biosynthétisée est à l'état natif qui correspond à une structure en double hélice.

Au-delà d'une certaine température  $T_m$  ("melting temperature"), dépendant fortement de la force ionique de la solution et située habituellement entre 40 et 100°C, il se produit une transition conformationnelle. Au-dessous de  $T_m$ , la molécule est dans un état ordonné. Lorsque la température dépasse  $T_m$ , l'ordre conformationnel disparaît et la structure est ainsi "dénaturée" (Capron et al., 1997).

Dans des conditions peu salines et/ou à des températures élevées, la conformation adoptée par la macromolécule est celle d'une pelote désordonnée, flexible. A l'inverse, si la salinité est forte et/ou si l'on se place à température ambiante, la macromolécule adopte une conformation ordonnée, semi-rigide ou rigide. Plus les molécules sont longues, plus il est difficile de séparer les molécules les unes des autres et plus elles s'enchevêtrent. L'enchevêtrement des chaînes est cependant rendu possible par le gain en flexibilité lors de la montée en température.

Parallèlement, des zones de jonctions intermoléculaires apparaissent et créent un réseau tridimensionnel qui renforce le caractère de type "gel faible" (gel physique) de la solution (Capron et al., 1997). La salinité favorise la création de ces ponts intermoléculaires lors de la montée en température et, à forte concentration en sel, la forme ordonnée peut même être conservée, le sel diminuant l'activité des molécules d'eau et donc leur potentiel de coordination par liaisons H aux groupements latéraux.

### I.3.2.2 Les celluloses polyanioniques (PAC) et la Carboxyméthylcellulose (CMC)

La carboxyméthylcellulose (CMC) a été employée depuis 1947 dans divers fluides de forage à base d'eau comme réducteur de filtrat ou comme viscosifiant (Bruton et al., 2000). La molécule de base a été synthétisée en 1930 en Allemagne durant la première guerre mondiale (Rosnah, 2004). Pour assurer un certain niveau d'inhibition des argiles, le caractère anionique des molécules a été changé et a eu comme conséquence l'apparition des celluloses polyanioniques (PAC), aujourd'hui souvent employées dans les fluides à base d'eau (Young, 2001).

La CMC est un polymère linéaire anionique à base de cellulose partiellement greffée par des groupes  $-OCH_2COO^-$  (Figure I.4) selon un certain degré de substitution (DS).

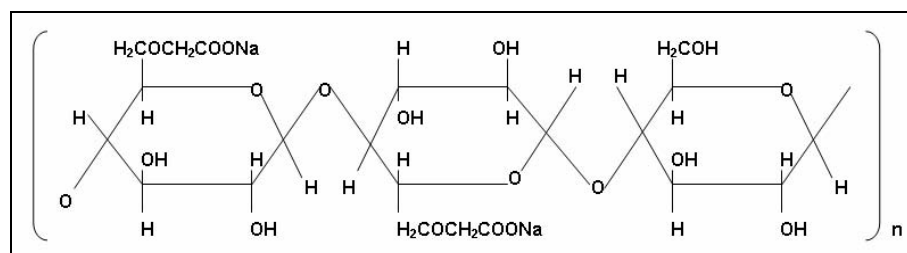
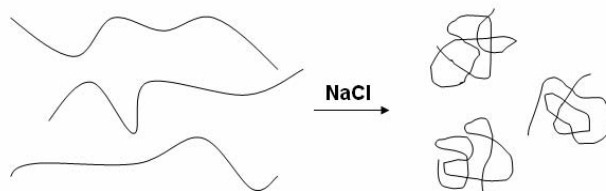


Figure I.4 : Structure chimique de la CMC

Les trois groupements hydroxyle de chaque motif glucose peuvent être substitués par réaction chimique ( $DS \leq 3$ ), mais, en pratique, même les groupements alcool primaire ne sont pas tous substitués ( $DS < 1$ ). La viscosité est le principal paramètre caractérisant les solutions aqueuses de CMC (Rosnah, 2004). La cellulose naturelle est insoluble dans l'eau, même en solution diluée, parce que les atomes d'hydrogène des groupements hydroxyle forment des liaisons intermoléculaires qui rendent impossible la solvatation des chaînes.

Cependant, l'éthérisation ("carboxyméthylation") partielle de la cellulose apporte un groupement chargé (-COO<sup>-</sup>Na<sup>+</sup>) et confère un caractère de polyélectrolyte au polymère. La substitution écarte aussi les chaînes, affaiblissant les interactions, ce qui rend la macromolécule soluble dans l'eau.

La CMC qui est biodégradable est à classer dans la catégorie des polymères flexibles puisque sa longueur de persistance est de l'ordre de 7 nm. Il résulte comme dit précédemment, que lorsqu'on ajoute du sel à une solution de CMC, ses dimensions en solution diminuent fort ement (**Figure I.5**).



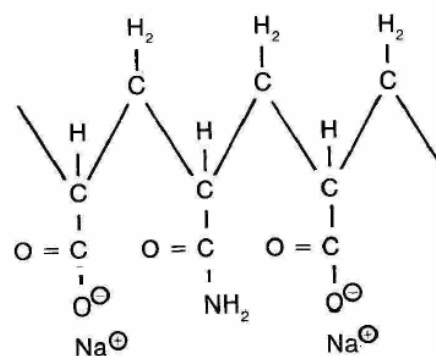
**Figure I.5** : Diminution des dimensions des chaînes du CMC dans un milieu salin.

Les fonctions carboxylate présentes sur la chaîne sont susceptibles de fixer les cations multivalents, provoquant une agrégation du polymère ou même une précipitation par pontage intermoléculaire entre les ions Ca<sup>2+</sup> et les groupes -COO<sup>-</sup> appartenant à différentes chaînes enchevêtrées dans la solution.

La stabilité des solutions de CMC en présence de cations divalents dépend fortement de la concentration en polymère. Le PAC est un polymère cellulosique de type carboxyméthylcellulose ayant une conformation en pelote flexible, opposée à celle du xanthane qui est un polysaccharide se présentant sous forme d'une hélice semi-rigide. Les celluloses polyanioniques sont employées principalement comme réducteurs de filtrat pour les boues à base d'eau douce et d'eau de mer, mais agissent également en tant que viscosifiants dans ces systèmes. Les deux catégories de PAC disponibles diffèrent par leur viscosité mais donnent le même degré de réduction de filtrat. Le PAC résiste à des températures d'environ 150°C et n'est pas soumise à la dégradation bactérienne (**Kumar et al., 2003**).

### I.3.2.3 Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA)

Le PHPA est parmi les polymères synthétiques, le polymère le plus utilisé dans le domaine pétrolier (**Lee et Somasundaran, 1989; Pefferkorn, 1999; Ata et O'Neill, 2000**) et surtout le PHPA hydrolysé à 30% qui est utilisé dans les fluides de forage pour l'inhibition des argiles. C'est un polymère linéaire anionique de masse molaire élevée, dont certaines fonctions amide ont été hydrolysées. **Darley et Gray (1988)** ont donné une description détaillée de la structure de ces polymères (**Figure I.6**). L'attraction entre les sites chargés négativement du PHPA et les sites positifs des argiles conduisent à une "encapsulation" retardant le gonflement et la dispersion. Le PHPA peut être utilisé dans les fluides de forage à l'eau douce ou à l'eau salée, contenant de faibles quantités de solides.



**Figure I.6** : Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium)

Ainsi, la rhéologie est améliorée avec des concentrations minimales de bentonite (**Clark et al., 1976; Fraser, 1987**). Ainsi, les mélanges bentonite-PHPA montrent une augmentation de la durabilité, de l'inhibition du gonflement et de la dureté avec l'augmentation de la concentration en polymère jusqu'à une valeur optimale (**Likos et al., 2004**).

Les propriétés de ces polymères en solution ont été beaucoup étudiées (**Glass, 1989; Schulz et Glass, 1991; Shalaby et al., 1991; Sarrazin-Cartalas et al., 1994**), mais peu de travaux ont traité des interfaces solide-liquide (**Jenkins et al., 1992; Tanaka et al., 1992; Argillier et al., 1991 et 1996**). Quelques auteurs ont relié la réduction de la masse molaire à la vitesse de dégradation (**Casale et Porter, 1979**). Une complexation des cations multivalents avec les groupes carboxylate du PHPA a été aussi observée (**Gregor et al., 1955; Sommerauer et al., 1968**).

La sédimentation résultant de la floculation des particules dépend de la dimension moléculaire du polymère, toute réduction de cette dimension étant défavorable à la floculation.

#### I.3.2.4 Les glycols

Dans le domaine du forage, PG (polyglycol) ou PEG (polyéthylène glycol) désigne souvent un ensemble de composés à base de glycol ou de glycérol. La première référence relative à l'utilisation du glycol (ou glycérol) dans le domaine des fluides de forage est donnée par Canon en 1940 pour le contrôle du gonflement des argiles. Actuellement, les (Poly-) glycérols et les (poly-) glycols généralement notés simplement glycérols et glycols sont largement utilisés pour le forage des argiles (**Chenevert, 1989; Perricone et al., 1989 ; Cliffe et al., 1995**).

Ce type de composé exhibe des caractéristiques de trouble en fonction de la température. Pour une température proche du point de trouble, **Bland et al., (1996)** ont observé une bonne efficacité des polyglycols. Avec l'addition de PEG, **Alemdar et al. (2000)** ont remarqué une augmentation de l'espace interfoliaire, expliqué par une réaction d'échange entre PEG et les cations échangeables présents. Ce phénomène est étroitement lié au gonflement des argiles en présence des molécules d'eau (**Yoshiaki, 1984**).

En utilisant le mélange PAG-Carbonates de potassium **Mascara et al. (1998)** ont montré une réduction de l'hydratation et le gonflement des argiles. En comparaison avec les autres systèmes WBM, ils ont obtenu sur chantier des résultats satisfaisants du point de vue avancement, tolérance aux solides, et une meilleure récupération du fluide après forage.

#### I.3.2.5 Les silicates de sodium

Depuis la première introduction des silicates, pour résoudre le problème des argiles microfracturées, par BW Mud, Mobil, BP Exploration et Shell Research (dans les années 30), il était connu que les fluides de forage à base de silicate fournissaient une stabilité des argiles similaire à celle des OBM.

Le développement de la chimie de formulation a fait des fluides de forage renfermant des silicates une alternative, efficace et à prix réduit, aux OBM (**PQ Corporation, 2001**). Les silicates ont été introduits dans les fluides de forage, selon les étapes suivantes :

- Initialement, les fortes concentrations des solutions de silicates (20 à 50%) engendraient des problèmes de viscosité excessive et de gélification.
- En 1945, les silicates sont remplacés par les systèmes chaux-quebracho (cellulose) plus adéquats, avec un contrôle de rhéologie plus aisé.

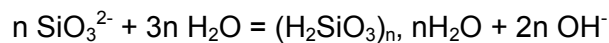


- Fin 1960, les silicates sont réintroduits avec des solutions plus diluées (5 à 10%), des sels (KCl,  $K_2CO_3$ , NaCl) et/ou des solutions non ioniques (glycérol, éthylène glycol) cont ribuant énormément à résoudre les problèmes de stabilité.

Les solutions de silicates utilisées dans les WBM sont souvent des solutions de silicates de sodium ajoutées au système conventionnel NaCl/KCl/polymère, donnant par adsorption un taux d'inhibition très élevé des argiles, approximativement similaire à celui des OBM.

Une solution de silicate de sodium se compose d'espèces monomères ( $SiO_3^{2-}$ ) et de polymères (Figure I.7).

Les concentrations en monomère et en polymères dépendent de la teneur en silice et du rapport  $SiO_2/Na_2O$  dans la solution. En outre, le polymère est en équilibre avec son monomère  $Si(OH)_4$ . Les polymères sont de taille approximativement uniforme. Les atomes de silicium internes sont liés par des ponts d'oxygène tandis que ceux de l'extérieur peuvent être liés au moins à un OH. Par conséquent, un équilibre existe entre la silice ionique et colloïdale :



Quand une solution de silicate, toujours fortement alcaline, est neutralisée par un acide à un pH d'environ 10,7, les ions silicates se décomposent en acide silicique  $[Si(OH)_4]$  qui se polymérise en silice (Iler, 1979).

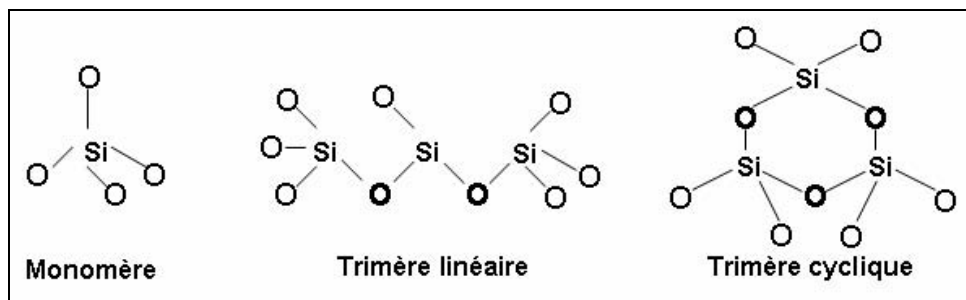
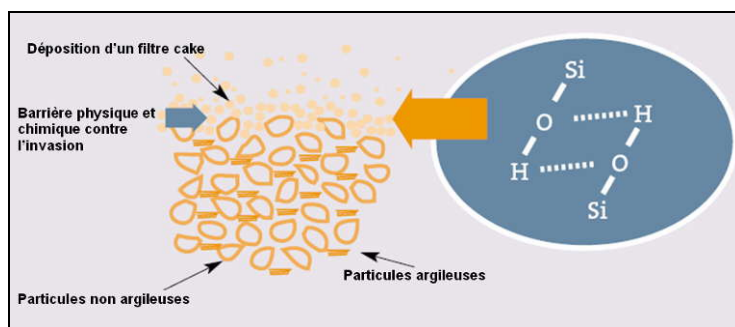


Figure I.7: Structure des anions silicate

Un des principaux paramètres qui détermine les propriétés des solutions de silicate est le rapport massique  $SiO_2/Na_2O$ . Les silicates liquides, avec des rapports plus élevés, contiennent des proportions plus grandes des espèces condensées et complexes, de masse molaire plus élevée. Le passage d'une espèce de silicate à une autre peut avoir un impact mesurable sur la rhéologie du fluide de forage, l'inhibition de l'argile et la stabilité globale de la boue. Le choix du rapport est donc important.

L'inhibiteur primaire dans ce système est le silicate de sodium, qui s'hydrolyse pour donner les hydroxydes de silicium  $Si(OH)_4$  et de sodium, générant des valeurs de pH élevées (~11-12). L'inhibiteur secondaire dans ce système est le potassium qui par échange cationique avec les argiles empêche leur dispersion et leur gonflement. L'addition de soude (augmentation du pH) réduit la polymérisation des silicates. Un excès augmente la viscosité (gélification).

Outre la formation directe de liaisons chimiques avec les silicates polymères jouant un rôle dans le forage des déblais et les surfaces de la formation, les systèmes aux silicates doivent leurs propriétés inhibitrices des argiles à deux phénomènes (Figure I.8).



**Figure I.8:** La polymérisation du silicate monomère et la formation de la barrière physique et chimique à l'invasion de filtrat et de particules

**La gélification** qui consiste en une condensation (auto-polymérisation) de structures solubles de silicate pour former une structure amorphe de gel de silicate. La gélification se produit sous l'effet d'une baisse du pH, la polymérisation commençant rapidement à pH inférieur à 10,5.

La polymérisation du silicate a pour conséquence la formation de structures polymères inorganiques complexes qui réagissent avec les surfaces argileuses. La gélification in situ des silicates a été employée pour la réduction du flux des fluides aqueux dans les gisements.

**La précipitation** du silicate qui a lieu par liaison des ions de silicate avec des cations polyvalents ( $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Al}^{+3}$ ,  $\text{Fe}^{+3}$ , etc..). Lorsque la boue (silicate) entre en contact avec l'eau interstitiel le légèrement acide (pH 6-8) et les ions polyvalents, une réaction de gélification localisée, couplée à une faible précipitation, se produit, bloquant l'afflux de la boue et s'opposant à la pression dans la formation. Ces réactions mènent également au scellement de microfissures, ce qui confère au silicate un avantage décisif par rapport à n'importe quel OBM, réduisant de manière significative les pertes et coûts potentiels de la boue.

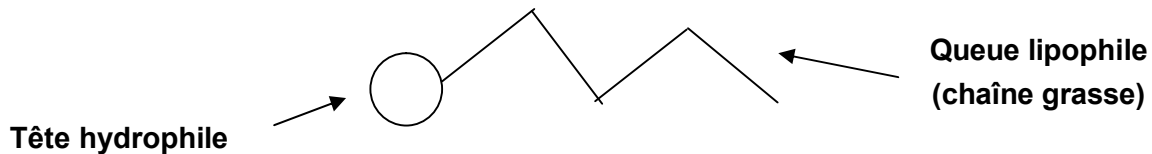
Ces mécanismes uniques de gélification et/ou de précipitation font également que le silicate est un agent réducteur de filtrat, tant le transfert de fluide et de pression vers la formation est réduit, maintenant intacte l'intégrité du puits. En plus de cette chimie unique, les fluides de forage à base de silicate fournissent un produit de filtration perméable mince, dur réduisant de manière significative les problèmes de forage, tout en améliorant le cimentage. Les mécanismes d'inhibition des silicates empêchent les déblais d'être facilement dispersés dans le fluide de forage.

## I.4 Agents tensioactifs et émulsions dans les fluides de forage

### I.4.1. Les agents tensioactifs

Les agents de surface tensioactifs ou 'surfactants' sont des substances naturelles ou synthétiques dont les molécules possèdent une structure dite amphiphile (**Figure I.9**).

Ces molécules sont ainsi dotées **i)** d'une tête polaire, ionisée ou non, capable de développer des interactions de type Van der Waals, acide-base de Lewis (**Brochette, 1999**) et éventuellement coulombien lorsqu'une fonction ionisable est présente : cette partie hydrophile possède une affinité pour les surfaces chargées et pour les liquides à fort caractère polaire tels que l'eau ; et **ii)** d'une partie apolaire, typiquement une chaîne hydrocarbonée (ou "grasse") capable uniquement d'interactions de Van der Waals (**Brochette, 1999**) et donc ayant peu d'affinité pour l'eau.



**Figure I.9** : Schéma représentatif d'une molécule amphiphile

L'antagonisme au sein d'une même molécule entre ces deux portions hydrophobe et hydrophile provoque l'adsorption de molécules de tensioactif à diverses interfaces air-eau ou huile-eau. Leur partie polaire se trouve dans l'eau, alors que leur partie hydrophobe se trouve dans un solvant organique ou à la surface. Cette chimie particulière permet aux agents de surface de se concentrer **(Puisieux et Seiller, 1983 ; Maysounabe, 2003)** aux interfaces liquide-liquide (chaque groupement se dirige vers le liquide pour lequel il a le plus d'affinité) et aux interfaces liquide-gaz ou liquide-solide (le liquide repousse vers l'extérieur les groupements qui ont une tendance opposée).

#### **I.4.1.1 Classification des agents de surface**

Les agents tensioactifs sont historiquement répartis selon leur charge en quatre grandes classes, les cationiques, les anioniques, les amphotères et les non ioniques.

##### **a. Les tensioactifs cationiques**

Ces tensioactifs, possédant une tête polaire chargée positivement, appartiennent soit à la famille des amines grasses telles que les amines, diamines et polyamines ainsi que leurs sels (sels d'ammonium quaternaire ou sels d'imidazolium) soit à la famille des hétérocycles azotés **(Rosen, 1978)**.

##### **b. Les tensioactifs anioniques**

Les tensioactifs anioniques, possédant une tête polaire chargée négativement, sont généralement des alkylarylsulfonates, alcanesulfonates, oléfinesulfonates, sels d'acides carboxyliques (savons), sels d'esters d'acides sulfuriques (alkylsulfates), alkyléthersulfates, et esters d'acides phosphoriques et polyphosphoriques **(Rosen, 1978)**.

##### **c. Les tensioactifs amphotères**

Les tensioactifs dits amphotères comme les alkylaminoacides, alkylbétaïnes et sulfobétaïnes, possèdent deux groupes fonctionnels, l'un anionique et l'autre cationique. Selon les conditions du milieu, ils peuvent s'ioniser en solution aqueuse en acquérant un caractère anionique aux pH alcalins et un caractère cationique aux pH acides.

##### **d. Les tensioactifs non ioniques**

Le marché est actuellement dominé par les produits dont le groupe hydrophile est une chaîne d'unités oxyde d'éthylène, en général, fixée sur une fonction hydroxyle : alcools (AE), alkylphénols (APE), acides carboxyliques, copolymères séquencés d'oxyde d'éthylène et de propylène, alkanolamides, amines grasses polyéthoxylées et polypropoxylées ou encore esters

d'acides carboxyliques à longues chaînes ; l'autre groupe hydrophile important est celui des hydrates de carbone (esters de saccharose, alkylpolyglucosides,...) (**Rosen, 1978**). Ils ne s'ionisent pas en solution aqueuse et leur charge est donc a priori nulle.

Ces produits, en particulier les AE, sont utilisés dans plusieurs domaines industriels. Leurs propriétés toxicologiques acceptables (excepté pour les APE et certains AE) leur donnent une position avantageuse par rapport aux réglementations en vigueur. De plus, leur facilité d'approvisionnement, leur bon rapport coût/efficacité, leur compatibilité avec toutes les autres classes de tensioactifs quel que soit le pH, leur stabilité aux électrolytes ainsi que la large variété des produits disponibles et l'intérêt de leurs propriétés physico-chimiques sont à l'origine de leur emploi toujours croissant.

#### **I.4.1.2 Propriétés des agents tensioactifs**

##### ► Adsorption aux interfaces

L'adsorption est un phénomène de surface qui a pour origine la non-compensation dans toutes les directions des attractions intermoléculaires aux interfaces. Il en résulte des forces résiduelles dirigées vers l'intérieur, qui sont atténuées lorsque des entités amphiphiles se fixent à la surface (**Israelachvili, 1992**). Des informations sur ce phénomène sont obtenues en déterminant la tension superficielle des solutions et les grandeurs thermodynamiques d'adsorption qui varient en fonction de la température.

##### ► Elasticité

La première des propriétés conférées par la monocouche de tensioactif adsorbée est l'élasticité, c'est à dire la capacité à retrouver son aire initiale à l'issue d'un étirement (effet Gibbs-Marangoni). Cette élasticité interfaciale permet au film de supporter les sollicitations mécaniques sans s'amincir, l'amincissement étant l'une des causes qui peut conduire à la rupture du film (**Brochette, 1999**).

##### ► Déformation du film interfacial

La deuxième propriété essentielle est liée à la déformation par courbure du film interfacial. En raison des interactions moléculaires existantes - et qui ne sont en général pas strictement égales - de chaque côté du film avec chacune des deux phases en présence, l'interface peut adopter une courbure spontanée, plus facilement observable dans les systèmes liquide-liquide. Par exemple, un tensioactif lipophile aura tendance à imposer une courbure spontanée négative qui correspond à un enfermement de la phase polaire. L'augmentation de cette courbure spontanée, par exemple par augmentation de la taille des gouttelettes d'eau, consomme de l'énergie.

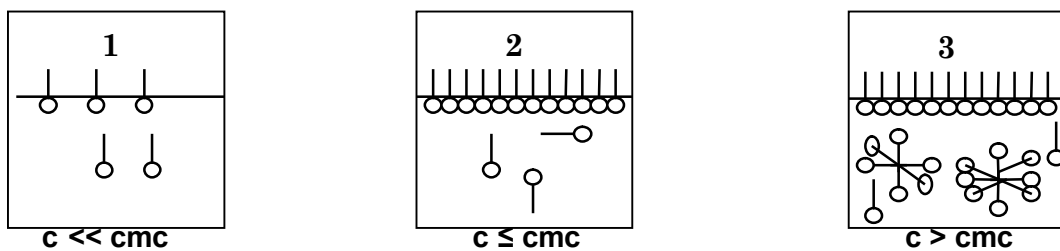
Ce coût énergétique est directement proportionnel à la constante de rigidité du film (**Brochette, 1999**). Plusieurs travaux (**Forest, 1962**) ont été réalisés en testant la force de ce film, dans le but de déterminer ses propriétés exactes. Ce film peut être rompu par des moyens chimiques ou par l'action d'un champ électrique.

► Auto-association des monomères

Les tensioactifs en solution ont tendance à former des structures organisées variées ou colloïdes d'association (micelles, vésicules, cristaux liquides lyotropes, microémulsions) par auto-association des monomères.

► Concentration micellaire critique (cmc)

Les plus petits agrégats de tensioactifs apparaissent spontanément pour une concentration suffisante appelée concentration micellaire critique ou cmc (**Figure I.10**). A une concentration plus faible que la cmc, les tensioactifs se trouvent généralement sous forme de monomères. Au-dessus de la cmc, il se forme des micelles avec un équilibre dynamique entre les monomères et ces micelles (**Chitour, 1979 ; Pinna, 2003 ; Canselier et Poux, 2004**).



**Figure I.10 :** Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution

Le rayon de la micelle est de l'ordre de grandeur de la longueur d'une molécule de tensioactif (**Israelachvili, 1992 ; Daoud et Williams, 1999**). Aux faibles concentrations, les tensioactifs se comportent comme des solutés ordinaires, formant dans l'eau des solutions moléculaires ou ioniques. Au fur et à mesure que la concentration de tensioactif augmente, l'interface se sature progressivement et la tension superficielle (interfaciale) diminue jusqu'à une valeur limite. La concentration en tensioactif correspondant à cette valeur limite représente la cmc. Utilisé à des concentrations relativement faibles (monomères, micelles), le tensioactif joue donc deux rôles principaux dans la stabilisation des émulsions (**Walstra, 1993**) i) il abaisse la tension interfaciale et facilite la rupture des gouttes et ii) il empêche la re-coalescence.

La figure I.11 donne un exemple de l'évolution de différentes propriétés en fonction de la concentration en tensioactif.

► Formation d'une double couche électrique

Une autre propriété des tensioactifs ioniques adsorbés à une interface ou associés en agrégats est la création d'une double couche électrique. L'existence de cette double couche a pour conséquence d'éviter la floculation et de renforcer la résistance mécanique du film mince (**Brochette, 1999**).

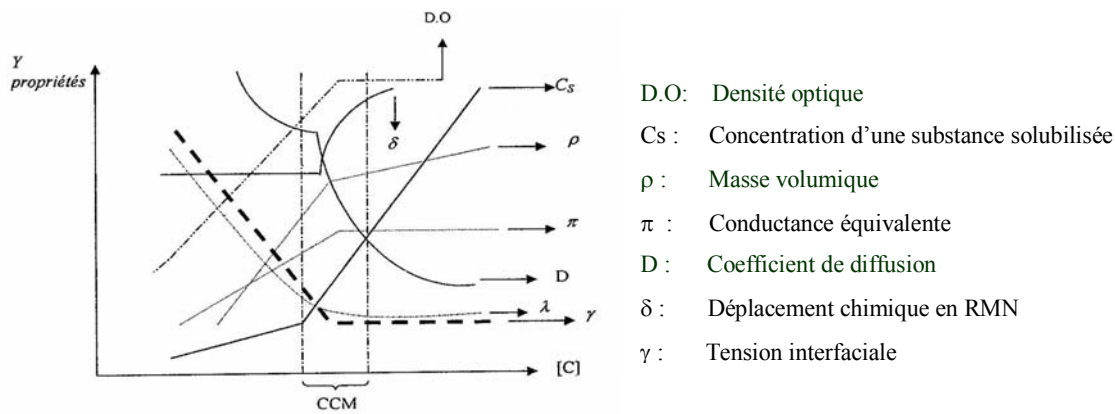


Figure I.11 : Evolution de quelques propriétés physiques en fonction de la concentration en tensioactif

### I.4.2. Les émulsions

Selon **Becher (1965)** une émulsion est un "système hétérogène, comportant au moins un liquide non miscible intimement dispersé dans un autre liquide sous forme de gouttelettes de diamètre en général supérieur à 0,1  $\mu\text{m}$ .

De tels systèmes possèdent un minimum de stabilité, celle-ci pouvant être accrue par la présence d'additifs, tels que des agents tensioactifs ou des solides finement divisés". La nomenclature des émulsions est standardisée par AFNOR. Le liquide dispersé est appelé phase dispersée, interne ou discontinue. L'autre liquide est appelé milieu de dispersion ou milieu externe, et encore phase dispersante ou phase continue.

#### I.4.2.1 Types d'émulsion

Dans la plupart des cas, l'une des deux phases considérée est aqueuse. Les différentes formes d'émulsion sont i) les émulsions eau-dans-l'huile ou huileuses, E/H pour laquelle la phase interne (dispersée) est l'eau ; ii) les émulsion huile-dans-l'eau ou aqueuses, H/E pour laquelle la phase externe (milieu dispersant) est l'eau ; et enfin iii) les émulsions multiples où soit la phase continue est hydrophile E/H/E, et la phase lipophile contient des sphérules hydrophiles plus petites, soit le cas inverse H/E/H. Les formes d'émulsion ne sont pas nécessairement le résultat du mode de préparation, ni même de la concentration plus ou moins grande de la phase dispersée dans la phase continue. Elles sont plutôt dépendantes de la nature de l'agent émulsifiant utilisé selon que l'équilibre, ou balance hydrophile/lipophile (HLB), est plus hydrophile que lipophile ou inversement.

Qualitativement, la règle de **Bancroft (1913)** permet de prévoir le type d'émulsion stable formée (E/H ou H/E) en fonction de la solubilité du tensioactif. Cette règle dit que la phase continue est celle où le tensioactif est le plus soluble, mais il est important de noter qu'il existe des exceptions à la règle de Bancroft bien qu'elle reste cependant très utilisée comme base de prévision (**Schramm, 1992**). Pour obtenir le type d'émulsion désiré, il est donc préférable de choisir un tensioactif soluble dans la phase continue (**Puisieux et Seiller, 1983; Canselier et Poux, 2004**).

#### I.4.2.2 Notion de HLB et sa détermination

Quand on passe d'une émulsion H/E à une émulsion E/H, on parle d'inversion de phases. Ce phénomène s'accompagne de variations brusques de la viscosité et de la conductivité. Les principaux paramètres susceptibles de provoquer l'inversion de phases sont la température et le changement de composition par addition d'un autre émulsifiant, augmentation de la fraction volumique de la phase dispersée ou de la concentration en électrolyte jusqu'à une valeur critique.

Lorsqu'un changement des affinités respectives de l'émulsifiant pour les phases en présence (modification de la HLB) est dû à la température, on parle d'inversion de phases transitionnelle, par opposition à l'inversion de phases catastrophique, induite par une augmentation de la fraction volumique de phase dispersée. Une bonne corrélation existe entre la HLB des tensioactifs non ioniques et leur température d'inversion de phases (**Shinoda et Kunieda, 1983**). Au-dessous de la température d'inversion, on a généralement affaire à des systèmes H/E, tandis qu'au-dessus de cette température les émulsions E/H sont privilégiées (**Poré, 1992**).

Certains travaux montrent que l'inversion de phases peut aussi dépendre de l'agitation et du transfert de matière (**Arashmid et Jeffreys, 1980 ; Brooks et Richmond, 1994**). **Shinoda et Arai (1964 et 1965)** ont signalé l'importance de l'effet de la température sur les propriétés des tensioactifs et ont introduit la température d'inversion en tant qu'approche quantitative pour l'évaluation des tensioactifs dans les émulsions.

La HLB est une grandeur adimensionnelle traduisant l'importance relative des groupements polaires et de la partie apolaire. Elle représente donc les affinités relatives de la molécule pour l'eau et pour les milieux organiques. Cette notion s'applique aux tensioactifs non ioniques mais peut dans une certaine mesure être étendue aux tensioactifs ioniques. Elle permet de classer les tensioactifs selon leur pouvoir émulsifiant, donc de guider au mieux le choix de l'utilisateur afin d'éviter de nombreux essais préliminaires.

La HLB d'un émulsifiant est liée à sa solubilité : plus la valeur HLB est élevée, plus le tensioactif est soluble dans l'eau. Dans l'échelle de **Griffin (1949)** la HLB, "compromis hydrophile-lipophile" des tensioactifs non ioniques polyéthoxylés ou hydroxylés, s'étend de 0 à 20. La HLB de nombreux tensioactifs est citée dans la littérature (**Griffin, 1979**), mais elle peut aussi être calculée aisément à partir de la structure chimique à l'aide de formules simples (**Griffin, 1954**) ou déterminée expérimentalement par comparaison avec une émulsion étalon (**Becher, 1984**). Cependant, la détermination expérimentale de la HLB est assez imprécise et fastidieuse.

En fait, le choix de la HLB est lié à la nature de la matière grasse à émulsifier. Pour cela il a été défini une HLB requise de l'huile (**Poré, 1992**) qui correspond au maximum de stabilité d'une émulsion. Cet optimum peut être déterminé expérimentalement.

Les propriétés de l'agent tensioactif sont fonction des valeurs HLB (**Tableau I.2**).

**Tableau I.2 :** Propriétés de l'agent tensioactif en fonction de sa valeur HLB (Poré, 1992)

Propriété de l'agent tensioactif	HLB <sub>min</sub>	HLB <sub>max</sub>
Antimoussant	1,5	3
Emulsifiant eau dans l'huile	3	6
Mouillant	7	9
Emulsifiant huile dans l'eau	8	13
Détergent	13	15
Solubilisant	15	20

#### I.4.2.3 Aspect des émulsions

L'aspect des émulsions peut être rattaché à la dimension moyenne des gouttes ( **Tableau I.3**). L'aspect opaque (laiteux) est produit par la diffusion et la réflexion de la lumière visible. Les reflets bleutés sont dus à la diffusion inégale du spectre visible (effet Tyndall) produit par les particules inférieures à 0,2 µm, ce qui explique aussi la couleur bleue du ciel. En cas de polydispersité, une minorité de grosses particules donne son aspect à l'ensemble de l'émulsion. Avec des phases de même indice de réfraction (au moins à une température donnée) ou avec des nanodispersions d'huile, appelées nanoémulsions ou miniémulsions (50 nm < d < 200 nm), on arrive à des milieux transparents ou translucides.

**Tableau I.3 :** Aspect des émulsions (NF 73-409)

Diamètre des gouttelettes (µm)	Aspect de l'émulsion
> 1	Emulsion blanche laiteuse
de 1,0 à 0,1	Emulsion blanche à reflets bleutés
de 0,1 à 0,05	Emulsion grise semi-transparente
<0,05	Emulsion transparente (nanodispersion)

#### I.4.2.4 Formation des émulsions

Sous l'effet d'un cisaillement (ex. agitation), deux liquides non miscibles peuvent former une émulsion. L'émulsification est accompagnée d'un accroissement considérable de l'aire interfaciale liquide-liquide. Les gouttelettes constituant la phase dispersée sont d'autant plus fines que l'action de dispersion dans la phase continue est plus énergique. L'existence de la dispersion est directement liée à l'effet d'agitation, mais dès que cette dernière cesse, les gouttes se rassemblent. Une émulsion est thermodynamiquement instable. Si la différence entre les masses volumiques des phases est suffisante, il y a démixtion et la décantation de la phase lourde donne naissance à une interface plane. L'adjonction d'additifs dans la formulation est un des moyens les plus utilisés permettant d'obtenir un système métastable au repos, c'est-à-dire possédant une certaine stabilité cinétique (**Griffin, 1979 ; Tadros, 1988 et 1991 ; Friberg et Jones, 1994 ; Brochette, 1999**).

La formulation des émulsions doit prendre en compte :



- d'une part, les variables de composition (nature et proportion des phases ainsi que choix et quantité d'émulsifiant) et la température, qui conditionnent le type de l'émulsion (importance de la physicochimie des systèmes dispersés, et particulièrement de la connaissance des émulsifiants et de leurs interactions avec les deux phases en présence),
- d'autre part, la technique d'émulsification (mécanique, chimique,...), qui détermine en grande partie la qualité de l'émulsion (finesse, stabilité).

Du point de vue hydrodynamique, l'émulsification peut être obtenue en régime laminaire ou en régime turbulent (**Walstra, 1968 et 1993**). L'émulsification en régime laminaire utilise notamment l'écoulement forcé à travers un capillaire. L'émulsification par cisaillement doux en régime laminaire est possible lorsque les deux phases sont suffisamment visqueuses et que la fraction volumique de phase dispersée est élevée, l'énergie consommée est alors faible. Mais ce procédé requiert un temps d'émulsification pouvant atteindre plusieurs heures (**Mason et Bibette, 1997**).

#### I.4.2.5 Caractérisation d'une émulsion

Trois critères principaux permettent de caractériser une émulsion

- la nature des deux phases, continue et dispersée,
- la taille et la distribution de taille des gouttes (granulométrie),
- la rhéologie.

##### a. Nature de la phase continue

La détermination de la nature de la phase continue d'une émulsion H/E ou E/H est un test très important car, pour une formulation donnée, le type d'émulsion peut changer en fonction du protocole de préparation (température, ordre d'addition des phases,...).

Les trois tests cités par **AFNOR (1986)** sont fondés respectivement sur i) la coloration de l'une des phases (par exemple, addition d'un colorant hydrosoluble qui permet d'identifier la phase aqueuse) ; ii) la dilution par addition d'eau qui montre si ce liquide est compatible ou non avec la phase continue et iii) la conductimétrie qui est la méthode la plus fiable (**Fox, 1974**) et celle conseillée par l'AFNOR. La conductivité des émulsions H/E est nettement (au moins 1000 fois) plus élevée que celle des émulsions E/H. Des expressions théoriques et empiriques ont été proposées pour décrire la conductivité en fonction du pourcentage de la phase interne (**Hanai et al., 1960; Harrison, 1962**). **Hanai et al. (1960)** testant plusieurs relations, ont conclu que l'équation proposée par Bruggeman est la meilleure pour les émulsions huile dans l'eau.

##### b. Taille et distribution de taille des gouttes

La taille de gouttes est généralement déterminée par granulométrie laser. L'histogramme de répartition des diamètres de gouttes donne la distribution de la taille des gouttes qui est une information importante dans la caractérisation d'une dispersion. Deux émulsions identiques peuvent avoir des comportements différents à cause des différences dans la distribution des diamètres (**Salager, 1995**). L'analyse granulométrique peut expliquer le comportement rhéologique et la stabilité d'une émulsion. Le gros inconvénient de cette technique d'analyse est la nécessité d'une dilution par la phase continue, excepté avec le granulomètre à ultrasons. Supposer que la taille des gouttes et la distribution de taille restent inchangées après dilution, constitue une hypothèse parfois hardie.

### c. Rhéologie des émulsions

La rhéologie des émulsions est une caractéristique très importante qui d'une manière générale, est tributaire des propriétés suivantes:

- la fraction volumique de la phase dispersée,
- la nature et la concentration de l'agent émulsifiant,
- la taille moyenne des particules et leur distribution granulométrique,
- la viscosité de la phase continue et, à un degré moindre, celle de la phase dispersée,
- la tension interfaciale eau/huile,

Quelques corrélations ont été proposées pour estimer la viscosité d'une émulsion en fonction de la viscosité de la phase continue et de la fraction volumique de phase dispersée. Pour des émulsions diluées et avec des gouttelettes sphériques rigides, la viscosité est donnée par la relation d'**Einstein (1906 et 1911)** :

$$\eta = \eta_0 (1 + 2,5\varphi) \quad (I.5)$$

avec  $\eta$ : la viscosité de l'émulsion,  $\eta_0$ : la viscosité de la phase continue et  $\varphi$  : la fraction volumique de la phase dispersée.

Cette relation est valable dans les limites suivantes:

- $\varphi$  est très faible : il n'y a pas d'interaction entre particules, c'est-à-dire que les forces de répulsion (double couche électrique) et les forces d'attraction (de Van der Waals) sont négligeables,
- les particules sont des sphères rigides et ne se déforment pas,
- l'épaisseur de la couche stabilisante, si elle existe, est très faible devant le rayon des particules.

Pour les deux types d'émulsions (H/E et E/H), la complexité des phénomènes rhéologiques est liée à la taille des gouttes (**Pal, 1996**), mais aussi à la distribution de cette taille ; la viscosité augmente quand la taille des gouttes diminue. L'effet rhéofluidifiant est beaucoup plus important dans le cas des émulsions fines. Les paramètres rhéologiques de l'émulsion E/H décroissent en fonction du vieillissement de l'émulsion. Cet effet de vieillissement n'est pas aussi important pour l'émulsion directe.

Les émulsions concentrées manifestent un comportement non-newtonien (notamment rhéofluidifiant à faible taux de cisaillement et rhéoépaississant à taux de cisaillement élevé), qui peut aussi présenter un seuil d'écoulement et même dépendre du temps (thixotropie) (**Brochette, 1999**). La caractérisation expérimentale de tels systèmes n'est pas à l'abri d'artéfacts divers (**Princen, 1997**). Un nombre important de relations exprimant la viscosité des émulsions a fait l'objet de publications (se référer aux mises au point de **Tadros (1991 et 1994)**, de **Barnes et al. 1989**) et de **Barnes (1994)**.

#### I.4.2.6. Stabilité des émulsions

La stabilité est le critère fondamental de qualité d'une émulsion préparée. Elle dépend de plusieurs facteurs tels que la granulométrie des gouttes d'émulsion, le rapport des densités des deux phases, la fraction volumique de phase dispersée, la température, le pH et la présence d'électrolytes. Cependant les électrolytes ne peuvent à eux seuls assurer la stabilité du système hors d'équilibre qui subit une évolution plus ou moins rapide et qui se traduit par une séparation des deux phases.

Ceci met en évidence toute l'importance du choix du tensioactif pour retarder la séparation et assurer la stabilité (**Schramm, 1992**).

#### a. Mécanismes de stabilisation par les tensioactifs

Il est pratiquement impossible d'obtenir une émulsion stable à partir de deux liquides purs. Cependant, **Reddy et Fogler (1980)** affirment avoir produit des émulsions H/E stables par sonication sans le secours d'un quelconque émulsifiant, et interprètent leurs résultats, obtenus à très faible fraction volumique de phase dispersée, par l'adsorption préférentielle d'ions  $\text{OH}^-$  à l'interface eau/huile. **Pashley et al. (2005)** ont montré aussi la possibilité de stabiliser l'huile dans l'eau à condition de dégazer la phase continue. D'une façon générale, seule l'addition d'un ou de plusieurs émulsifiants permet d'augmenter la stabilité cinétique d'une émulsion de composition donnée.

Dans les émulsions directes stabilisées par des tensioactifs ioniques, le signe de la charge des gouttelettes est celui de l'ion tensioactif. La stabilité des émulsions par des tensioactifs non ioniques est expliquée par le fait que les molécules de tensioactif fixent les molécules d'eau par liaison hydrogène au niveau de l'interface des gouttelettes d'huile dispersées (**Zhu, 1990**).

En dépit du rôle important de cette barrière électrique, la stabilité de l'émulsion ne peut pas être expliquée seulement par un effet de charge. **Davies et Rideal (1963)** ont constaté que certaines émulsions étaient stables avec des potentiels  $\zeta$  de 10 mV, alors que d'autres étaient instables avec un potentiel supérieur à 100 mV.

Ceci a été expliqué par l'existence, dans certains cas, d'une barrière stérique qui assure la stabilité des émulsions en empêchant la coalescence. Cette barrière stérique est liée soit au film de tensioactifs et de co-tensioactifs adsorbés à la surface, soit aux polymères adsorbés à l'interface (**Mamhotra et Wasan, 1988**). De plus, l'hydratation ou la solvatisation des ions tensioactifs adsorbés à l'interface, l'adsorption de particules solides au niveau du film interfacial (**Srivastava, 1978**), la polymérisation du film interfacial et la formation de complexes entre les molécules adsorbées à l'interface peuvent renforcer la résistance mécanique du film interfacial (**Florence et al., 1985 et Mamhotra et Wasan, 1988**).

Dans les émulsions de pétrole, plusieurs composés sont susceptibles de provoquer l'émulsification. On signale le rôle des composés tensioactifs naturellement présents dans le pétrole tels que asphaltènes, résines, acides naphthéniques et leurs sels, acides carboxyliques, amines, ... (**Svetgoff, 1989 ; Ali et Alqam, 2000**). **da Silva et al. (2001)**, étudiant la formation des émulsions eau-huile en présence de n-pentane insoluble, ont montré que la stabilité de l'émulsion augmente avec la concentration en asphaltène. Ils ont attribué la stabilité des émulsions à la formation de film en présence de particules d'asphaltène. Par ailleurs, **Sztukowski et al., (2005)** ont montré que les solides fins (50 à 500 nm) entrent en compétition avec les asphaltènes pour s'adsorber à l'interface. La combinaison des asphaltènes et des solides fins à l'interface eau/huile crée un maximum de stabilité pour l'émulsion.

## **b. Stabilisants autres que les tensioactifs**

### **b1. Les électrolytes inorganiques**

Des électrolytes inorganiques, comme le thiocyanate de potassium, sont capables de stabiliser temporairement des émulsions H/E diluées. Ils agissent vraisemblablement par adsorption à l'interface en créant une double couche électrique responsable d'interactions répulsives à longue distance (**Hunter, 1989**).

### **b2. Les solides finement divisés**

**Ramsden (1904)** et **Pickering (1907 et 1910)** ont stabilisé des émulsions par des particules solides fines de différents matériaux ("émulsions de Pickering"). Les travaux les plus importants relatifs à la stabilisation des émulsions par les solides sont attribués à Masliyah et ses collaborateurs (**Pal et Masliyah, 1990 ; Yan et al., 1991a et b ; Pal et Masliyah, 1992**). Il est connu que les solides finement divisés (de diamètre inférieur à 1 µm) peuvent être mouillés par la phase organique ou aqueuse et stabiliser l'émulsion directe ou inverse (**Schick, 1980 ; Chemical Economics Handbook, 1986 ; McMutcheon, 1986 ; Svetgoff, 1989 ; Lagaly et al., 1999**).

### **b3. Les macromolécules**

Des macromolécules naturelles (ex. protéines, polysaccharides) ou des polymères synthétiques (ex. alcool polyvinylique) contribuent à former des émulsions très stables grâce à leur forte tendance à s'adsorber aux interfaces, sous forme de boucle, de queue ou de chaîne à plat, et à leur difficulté à se désorber.

Par un effet d'encombrement stérique, ces macromolécules empêchent le rapprochement des gouttelettes. Les espèces amphiphiles, telles que les copolymères séquencés, sont recommandées, mais les polymères hydrophiles inhibent fortement la coalescence des émulsions H/E concentrées, les chaînes ou pelotes restant prisonnières dans les films minces subsistant entre les gouttes très proches et déformées (**Brochette, 1999**). Au contraire, un polymère trop long risque de favoriser la floculation par pontage entre plusieurs gouttes. Le fait que les polymères soient moins utilisés que les tensioactifs tient sans doute à la gamme relativement étroite d'énergies d'adsorption à l'intérieur de laquelle se forment les boucles et les queues, nécessaires à une stabilisation efficace (**Friberg et Jones, 1994**). Les bactéries peuvent aussi jouer un rôle dans la stabilisation des émulsions. **Ly et al. (2006)** ont montré l'effet des charges apportées par les microorganismes pour stabiliser l'interface des émulsions.

### **b4. Les cristaux liquides lyotropes**

Dans certaines gammes de température et dans certaines zones des diagrammes de phases de systèmes binaires ou multiconstituants, les tensioactifs forment des phases mésomorphes de structure variée (hexagonale, cubique, lamellaire) appelées cristaux liquides lyotropes. La stabilisation par les cristaux liquides, le plus souvent de type lamellaire, est due à plusieurs facteurs : la réduction des forces de Van der Waals provoquant la coalescence, la viscosité élevée du cristal liquide et la mobilité réduite des gouttelettes prises dans son réseau, et enfin la sensibilité du système (en termes de proportions des phases aqueuse, organique et cristal liquide) à la concentration en émulsifiant (**Friberg et Jones, 1994**).

En résumé, cette stabilisation est surtout d'origine entropique (stérique) : la phase mésomorphe qui se forme à l'interface crée une barrière à la coalescence. Enfin, avec les tensioactifs non ioniques polyéthoxylés, la présence dans le diagramme de phases eau-huile-tensioactif d'une troisième phase liquide renfermant les trois constituants s'est révélée utile pour la stabilisation des émulsions correspondantes (**Friberg et Jones, 1994**).

En résumé, la stabilité d'une émulsion est favorisée par une combinaison de facteurs, incluant les propriétés physiques de chacune des phases (salinité de la phase dispersée, viscosité et densité des phases,...), les propriétés de l'émulsifiant (nature et concentration), les performances du procédé de préparation (type d'agitation, intensité et durée de l'agitation) ainsi que les conditions de préparation (température).

#### **1.4.2.7 Déstabilisation des émulsions**

Les mécanismes de déstabilisation d'une émulsion peuvent être répartis en deux catégories, i) la migration de particules mettant en jeu des phénomènes réversibles, et ii) la variation de taille des particules consistant en des processus irréversibles.

##### **a. Migration des particules**

La migration des particules commence par une association de gouttelettes (floculation) et, selon les masses volumiques relatives des phases, aboutit le plus souvent à un crémage (ascension de la phase dispersée) ou à une sédimentation (chute de la phase dispersée). Elle peut alors se traduire respectivement par un éclaircissement de la partie inférieure ou de la partie supérieure de l'échantillon. C'est aussi une séparation de l'émulsion par décantation en deux nouvelles émulsions, l'une plus riche en phase dispersée que l'émulsion initiale, l'autre plus pauvre. Pour les dispersions diluées ces phénomènes sont régis par la loi de Stokes (mouvements dus aux forces gravitationnelles) car les deux liquides constituant l'émulsion n'ont jamais la même densité. Il s'ensuit que la poussée d'Archimède n'équilibre pas le poids d'une gouttelette. Celle-ci se met en mouvement sous l'action d'une force  $F$  proportionnelle au cube de son rayon (**Berthod, 1983**).

Pour une fraction volumique donnée, la migration des particules peut être empêchée en rapprochant les densités des deux phases et par l'addition d'épaississants. On peut aussi jouer sur le diamètre (les petites gouttes migrent moins vite que les grosses) et ceci va dépendre de la technique d'émulsification.

##### **b. Variation de la taille des particules**

Deux phénomènes peuvent être responsables de la diminution du nombre des gouttelettes constituant une émulsion : le mûrissement d'Ostwald et la coalescence, processus associés à la diffusion moléculaire et non à la gravité. Le mûrissement d'Ostwald, provenant de la diffusion d'une gouttelette dans une autre plus grande à travers la phase continue, tire son origine du fait que la pression de Laplace est plus grande dans les petites gouttes, ce qui explique un potentiel chimique plus élevé et un flux de matière tendant à vider les petites gouttes au profit des plus grosses. C'est un processus irréversible.

La coalescence est la formation de grosses gouttes par rapprochement et fusion de gouttelettes due à l'instabilité de l'interface. Comme déjà signalé, une émulsion n'est stable que cinétiquement. Cette stabilité peut être caractérisée par une cinétique de coalescence qui dépend des interactions entre les gouttes, elles-mêmes expliquées par l'existence d'une barrière électrique et/ou stérique. Il semble également que, bien que la taille des gouttes soit d'un ordre de grandeur nettement supérieur à celui des molécules d'émulsifiant, la notion de courbure spontanée du film interfacial joue un rôle lors de la coalescence (**Brochette, 1999**).

Une élévation de température conduira souvent à la rupture (cassage) de l'émulsion. En effet, l'agitation thermique multiplie les collisions, rendant plus probables la coalescence, l'agent émulsifiant risque d'être désactivé et la viscosité diminue. De plus si les masses volumiques des phases ont été ajustées à une certaine température, une variation de ce paramètre ne peut qu'en accroître l'écart.

La re-coalescence de deux gouttelettes juste après leur formation pendant le processus d'émulsification a été clairement mise en évidence par **Taisne et al. (1996)**. La taille des gouttelettes est donc le résultat de deux processus, la rupture et la coalescence. Plus la concentration en tensioactif est élevée, plus la vitesse de coalescence est lente. On suppose souvent que la prévention de la coalescence est due à la répulsion entre les films de tensioactif adsorbé.

L'addition d'ions organiques peut aussi être considérée comme une méthode de désémulsification. **Jansson (1992)** a montré que les ions tétralkylammonium peuvent déstabiliser les émulsions diluées de type H/E stabilisées par des tensioactifs non ioniques ou ioniques.

La dimension et l'hydrophobicité sont des facteurs importants dans ce mécanisme. D'autres auteurs proposent une relation entre le pouvoir désémulsifiant des tensioactifs et la tension du film interfacial, son élasticité ainsi que sa diffusivité. Ils montrent qu'un bon désémulsifiant crée une faible élasticité du film et une grande diffusivité et activité interfaciale.

Face à une diversité de problèmes contraignants lors de l'utilisation de techniques classiques, coûteuses et parfois polluantes pour la désémulsification des émulsions, d'autres techniques ont prouvé leur efficacité, à savoir les techniques utilisant des ultrasons, déjà appliquées dans des conditions différentes en émulsification. Un bon nombre de techniques ont été présentées par des chercheurs chinois, à savoir la combinaison des désémulsifiants chimiques avec les ultrasons qui peut améliorer la vitesse de désémulsification et l'élimination de l'eau (**Han et al., 2002 et 2003 ; Zhang et al., 2004 ; Shi et Liu, 2005 ; Lu et al., 2006**). Pour la désémulsification des émulsions inverses dans l'activité pétrolière, l'utilisation combinée des ultrasons à co-courant et à contre-courant permet une bonne séparation de l'eau sous l'effet d'un champ électrique (**Gou et al., 2005 ; Li et al., 2006**).

#### **I.4.2.8. Méthodes expérimentales pour l'étude de la stabilité des émulsions**

Les méthodes utilisées pour étudier la stabilité d'une émulsion sont décrites soit dans des normes, soit dans les spécifications propres à chaque industrie (**Puisieux et Seiller, 1983**).

Plusieurs tests en laboratoire ont été proposés incluant des mesures à température ambiante ou élevée. La majorité des méthodes utilisées sont basées sur la mesure de propriétés physiques et de leur variation dans le temps.

Plusieurs instruments et protocoles de mesure (**Puisieux et Seiller, 1983 ; Loglio et al., 1984 et 1988 ; Neumann et Spelt, 1996 ; Touhami et al., 1996 ; Dalmazzone et Series, 1998 ; Meier et al., 2000 ; Loglio et al., 2001 ; Liggieri et al., 2002 ; Chan et al., 2003**) sont décrits :

► Un examen dans le temps des changements macroscopiques de l'émulsion qui peuvent apparaître sous forme de crémage, de séparation ou de rupture. La mesure de la vitesse de crémage ou de sédimentation à la centrifugation est utilisée comme un test prévisionnel de stabilité des émulsions. Selon la norme **AFNOR (1976)**, la méthode consiste à soumettre l'émulsion à une centrifugation de  $1500 \text{ m.s}^{-2}$  pendant 10 min et à faire des observations visuelles tout en vérifiant que la température n'a pas dépassé  $37^\circ\text{C}$ . La résistance d'une émulsion à la centrifugation dépend surtout de la solidité du film interfacial, ce qui justifiera le choix de l'agent de surface le plus approprié. La vitesse de centrifugation et l'augmentation de la température permettent d'accélérer les tests de stabilité des émulsions. La qualité des observations par microscopie optique est affectée par la présence des solides (**Mikula, 1987**).

► Un examen microscopique à un grossissement de 200 ou 500, réalisé dans des conditions normalisées permet de mesurer la dimension des gouttelettes (**Blair, 1945**), alors que la granulométrie laser permet d'étudier des émulsions diluées.

► La méthode dite "Bottle test" est largement utilisée pour l'évaluation de la stabilité des émulsions dans le temps, mais reste très empirique (**Lissant, 1983**),

► Le potentiel  $\zeta$  qui est la différence de potentiel entre la surface des particules dispersées et la phase dispersante qui les contient est un bon indicateur de la stabilité.

En effet, les particules dispersées présentent en surface la même charge et donc se repoussent les unes les autres, plus cette charge est élevée, meilleure est la stabilité de l'émulsion.

► La turbidité est utilisée pour estimer la distribution de la dimension des particules des émulsions H/E (**Goulden, 1958 ; Walstra, 1968 et Deluhery et Rajagopalan, 2005**).

► La couleur de l'émulsion alimentaire est aussi utilisée pour l'estimation de la granulométrie et de l'indice de réfraction et par conséquent corrélée avec sa stabilité (**Chanami et McClements, 2001**).

► La rhéologie avec plusieurs modèles proposés pour l'estimation de la viscosité de l'émulsion en fonction de la viscosité de la phase continue et de la fraction volumique de la phase dispersée. Le suivi de ces propriétés rhéologiques avec des variations de température doit apporter des informations non seulement sur les interactions physicochimiques mais aussi sur la stabilité des produits. La combinaison des propriétés rhéologiques et diélectriques permet d'appréhender l'aspect structural et par conséquent la stabilité des émulsions. De même l'étude des propriétés rhéologiques interfaciales par tensiomètre à pression capillaire permet de déceler la qualité de l'émulsion (**Del Gaudio et al., 2007**).

► La combinaison des techniques de DRX avec la microscopie montre la présence de solides à l'interface eau-huile (**Mikula, 1987**) ; ces particules argileuses peuvent stabiliser les émulsions inverses (**Menon et Wasan, 1988**).

- ▶ La microscopie environnementale pour évaluer la stabilité des émulsions inverses (OBM) permet le contrôle de la granulométrie pour les méthodes de préparation sous haute pression (400 et 1400 kPa) et à basse température (-180 °C et -80 °C) (**Tricart et al., 1997**).
- ▶ L'analyse enthalpique différentielle (DSC) distingue eau libre et eau émulsionnée. Cette technique permet d'étudier à la fois l'évolution de la taille des gouttes dans l'émulsion concentrée, et de déterminer précisément la quantité d'eau (**Dalmazzone et Series, 1998 ; Clause et al., 1999 ; Dalmazzone et Clause, 2001**).
- ▶ Le couplage DSC-DPAX-Microscopie optique a permis l'étude de l'influence des paramètres de formulation sur la variation de la stabilité de l'émulsion (**Lashmar et al., 1995**).
- ▶ La microinterférométrie (Thin Liquid Film-Pressure Balance) permet de mesurer des paramètres importants liés à la qualité du film interfacial, à savoir son épaisseur, son diamètre, sa capacitance et sa permittivité relative (**Panchev et al., 2007**).
- ▶ La conductimétrie, qui permet en premier lieu de déterminer le sens de l'émulsion, puis d'examiner la stabilité des émulsions dans le temps. Dans le cas d'une émulsion H/E, quand la conductivité en surface augmente, on peut suspecter un crémage. Dans le cas d'une émulsion E/H, la conductivité au fond du récipient augmente en cas de sédimentation. Une valeur constante de la conductivité dans le temps est un critère déterminant de stabilité.

Selon les recommandations API, la rhéologie, les propriétés de filtration ainsi que la stabilité électrique ont été largement utilisées pour l'évaluation de la stabilité des fluides de forage émulsionnés. Les propriétés de filtration ont été traitées dans plusieurs travaux pétroliers. Au sujet de la stabilité des émulsions inverses utilisées dans les fluides à base d'huile (OBM), une présence d'eau dans le filtrat HP/HT est considéré comme un indicateur de l'instabilité du fluide. Lors de l'essai de filtration sous haute pression (500 psi) et à haute température (500°F) recommandé par l'API, l'émulsion utilisée n'est pas stable.

Des filtrats importants impliquent i) à petite échelle des problèmes d'endommagement dans le réservoir par invasion du filtrat et ii) à grande échelle des problèmes de perte de circulation, largement soulevés dans le cas du champ de Hassi Messaoud.

### I.4.3. Les applications des agents de surface dans l'industrie pétrolière

Dans l'industrie pétrolière, les tensioactifs sont utilisés depuis l'extraction du pétrole brut jusqu'à l'obtention des produits finis (**Bhardwaj et Hartland, 1993 ; Canselier, 2005**). Parmi les usages les plus importants, citons la rupture des émulsions d'eau et d'huile de naphta. Les agents de surface sont utilisés aussi comme mouillants et dispersants dans les fluides de forage pour mettre en suspension les particules solides et comme agents anti-corrosifs (**Darley et Gray, 1988**). Les tensioactifs interviennent aussi dans la récupération assistée (tertiaire) du pétrole, en diminuant la tension interfaciale pétrole-eau à moins de  $10^{-3}$  mN/m, dans les revêtements routiers (émulsions de bitume) (**Bourel et Verzaro, 1997**), les carburants pour automobiles ("Aquazole" : émulsion d'eau dans du gazole),...

Une discussion sur l'importance de ces phénomènes dans les opérations de forage et de production sera présentée dans la section qui suit sur l'étude des propriétés de filtration des fluides de forage.



## I.5 Filtration et Endommagement par les fluides de forage

### I.5.1 Filtration

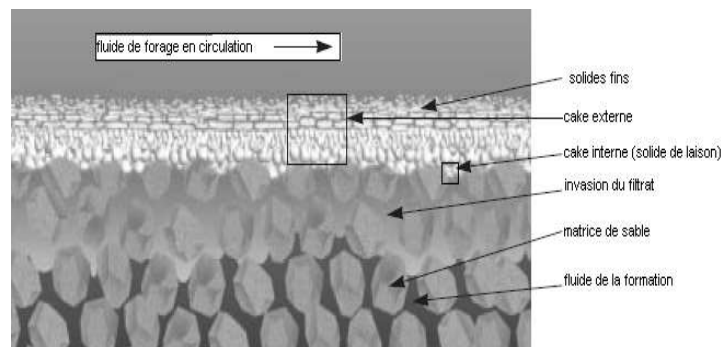
En contact avec des formations poreuses et perméables, l'infiltration du fluide de forage à travers le fond et les parois de puits peut avoir des conséquences importantes i) sur le déroulement des opérations (avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle en particulier dans les zones inclinées) et ii) sur le débit des zones productrices.

Dans tous les cas, l'augmentation de la durée des forages ou la diminution de la productivité a des incidences économiques défavorables. Lorsque le fluide de forage se trouve en contact avec une surface nouvellement forée, il y pénètre immédiatement. Certains pores sont alors obstrués par des particules en suspension présentes dans le fluide. Cette obstruction dépend des dimensions relatives du pore et de la particule.

Une fois l'obstruction amorcée, les éléments les plus fins sont à leur tour retenus, seule la phase liquide envahit la formation, tandis que la phase solide se dépose à l'extérieur, le long de la paroi, en constituant le cake externe. Différentes zones peuvent être distinguées, le cake externe qui tapisse la paroi, le cake interne qui s'étend sur une épaisseur équivalente à quelques diamètres de grain et la zone envahie par les fines particules lors de la pénétration immédiate (**Figure I.12**).

L'obstruction du milieu poreux est d'autant plus rapide que la concentration en particules est plus élevée. A titre indicatif, les données proposées par la littérature figurent dans le **tableau 1.4**.

Deux types de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration dynamique lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique pendant l'arrêt de la circulation de fluide.



**Figure I.12** : Formation du cake interne et du cake externe

**Tableau I.4** : Caractéristiques du milieu filtrant (**Gray et al., 1980**)

Milieu filtrant	Perméabilité, K (D)	Diamètre des particules provoquant l'obstruction ( $\mu\text{m}$ )	Concentration en particules à 2,5 cm ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
Roche non consolidée	< 0,1	< 2	-
Roche consolidée	0,100 – 1	10	2,85
Sable non consolidé	1 – 10	74	14 à 28

### **I.5.1.1 Filtration statique**

Le processus de filtration statique des suspensions classiques des particules solides dans un liquide est d'une manière générale bien connu. **Fergusson et Klotz (1954)** ont étudié plus particulièrement le cas des boues de forage et ils ont montré que la filtration de ces fluides ne suivait qu'en partie la théorie classique donnée par:

$$V = K \sqrt{t} \quad (I.6)$$

avec  $V$  : volume du filtrat ( $\text{cm}^3$ ),  $K$  : perméabilité (mD) et  $t$  : temps de filtration (s).

Lors de la filtration statique, le cake s'épaissit continuellement au cours du processus. D'après la loi de Darcy, la vitesse de filtration à travers un gâteau de porosité donnée est de la forme suivante:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = \frac{k \cdot \Delta P}{\eta \cdot e \cdot A} \quad (I.7)$$

avec  $V$  : Volume filtré ( $\text{cm}^3$ ) pendant un temps  $t$ ,  $t$  : temps (s),  $k$  : perméabilité du cake ( $1\text{D} = 1\mu\text{m}^2$ ),  $\Delta P$  : pression différentielle (Pa ou psi),  $\eta$  : viscosité du fluide (cP),  $e$  : épaisseur du cake (cm) après un temps  $t$  et  $A$  : Surface ( $\text{cm}^2$ ). Cette formule suppose que le gâteau est incompressible.

En général, si la perméabilité et la porosité varient avec la pression, le cake est dit compressible. La compressibilité des cakes, souvent négligée dans les mesures standard de filtration (**Sharma et Lei, 1991**), peut être exprimée par un paramètre  $n$  qui varie en fonction de la taille et de la forme des particules selon :

$$K = K_0 (\Delta P)^{-n} \quad (I.8)$$

avec  $K_0$  : perméabilité initiale

Pour  $n=0$ , le cake est incompressible et l'augmentation d'une pression provoque une augmentation de la perméabilité (**Sherwood et al., 1991**),

Pour  $n=1$ , le cake est complètement compressible et le volume filtré est insensible à un changement de pression,

Pour des valeurs intermédiaires, l'augmentation de la pression provoque une compaction du cake et réduit sa perméabilité.

### **I.5.1.2 Filtration Dynamique**

Vu l'importance des mécanismes de filtration dynamique des fluides de forage, plusieurs paramètres ont été étudiés par plusieurs auteurs (**Ferguson et Klotz, 1954** ; **Sherwood et al., 1991**). Certains travaux ont montré l'influence de la température (**Plank et al., 1988**), des constituants (**Philip et Smiles, 1982** ; **Van Damme, 1992**; **Loeber, 1992** ; **Li, 1996**) mais aussi de la pression et de la perméabilité de la formation sur les processus de filtration. D'autres travaux ont porté sur l'étude de fluides typiques utilisés sur chantier et dans des conditions représentatives et des données empiriques ont été obtenues pour modéliser la filtration dynamique des fluides de forage (**Horner et al., 1957** ; **Kruegar, 1963** ; **Outmans, 1963** ; **Ershagi et Azari, 1980** ; **Peden**

et al., 1982 ; Vaussard et al., 1986 ; Fordham et al., 1988). Ainsi, la composition et les caractéristiques du fluide sont d'une grande importance dans l'invasion du filtrat du fluide.

La différence essentielle entre le cake formé en régime statique et celui formé en régime dynamique réside dans l'érosion subie par le second. Cette érosion dépend à la fois des conditions de circulation du fluide de forage dans l'annulaire, du régime d'écoulement (laminaire ou turbulent), du taux de cisaillement développé en fonction de la vitesse annulaire et de la géométrie du puits et de la garniture, et de la résistance au cisaillement de la couche supérieure du cake.

Durant la filtration dynamique, le débit du fluide s'approche d'une valeur constante ( $Q_{eq}$ ). Ceci est dû à l'équilibre entre les forces de filtration (résultat de la formation du cake) et les forces hydrodynamiques (circulation du fluide qui tend à éroder le cake) (Williams, 1940 ; Prokop, 1952). Lorsqu'un régime stationnaire est atteint après un temps égal à  $t_{eq}$ , le débit de filtration du fluide peut être modélisé par une fonction exponentielle :

$$\begin{aligned} Q &= \alpha Q_0 + (1 - \alpha) Q_0 \exp(-bt) \\ &= Q_0 [\alpha + (1 - \alpha) \exp(-bt)] \end{aligned} \quad (I.9)$$

avec  $Q_0$  : débit du fluide au temps  $t = 0$  (c'est-à-dire au début du forage de la formation et avant la formation du cake) :

$$Q_0 = \frac{2\pi \cdot h \cdot K \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\Delta P}{\ln(r_1/r_0)} \quad (I.10)$$

$$b = 1 / t_{eq} \cdot \ln(1 - \alpha) / \alpha$$

Les paramètres  $t_{eq}$  et  $\alpha$  sont reliés au type de fluide utilisé. Pour une solution de fluide à base de bentonite-barite, ces paramètres ont été déterminés empiriquement (Bilardo et al., 1996) et sont estimés égaux à  $t_{eq} = 15h$  et  $\alpha = Q_{eq}/Q_0 = 0,2$ .

### **I.5.2 Endommagement par les fluides de forage**

Les processus fondamentaux causant l'endommagement sont généralement d'ordre physico-chimique, chimique, hydrodynamique, mécanique, thermique et biologique (Collins, 1961; Khilar et Fogler, 1983; Sharma et Yortsos, 1987; Wojtanowicz et al., 1987 et 1988; Mungan, 1989; Masikewich et Bennion, 1999 et Doane et al., 1999).

Ces processus sont souvent classés en deux groupes (Amaefule et al., 1988; Masikewich et Bennion, 1999), i) interactions fluide-fluide et ii) interactions fluide-roche.

L'importance du phénomène de colmatage aux abords du puits par la boue de forage est évidente. La connaissance des causes de ce colmatage doit permettre, dans la mesure du possible, de prévenir l'endommagement catastrophique, par le choix d'un fluide adéquat et de conditions de mise en œuvre convenables.

Pour rappel concernant le colmatage, les facteurs à prendre en compte sont liés :

- à la roche (nature minéralogique, mouillabilité, perméabilité, type de porosité et répartition des pores),
- aux fluides présents dans la roche (nature, propriétés chimiques, caractéristiques physico-chimiques, pression et température),
- à la boue elle-même (composition et caractère rhéologique),
- et, après filtration, au cake formé (épaisseur, grosseur des particules, perméabilité et résistance mécanique) et au filtrat obtenu.

Les fluides et les solides ont donc un grand effet sur l'endommagement du réservoir et la perméabilité. D'une part, les fluides de forage contiennent des particules solides formant un filtre cake qui réduit le débit du fluide, et d'autre part le filtrat peut réagir avec les argiles de la formation causant un gonflement, une mobilisation et une migration des fines particules bouchant ainsi les pores, ce qui réduit aussi la perméabilité (**Keelan et Koepf, 1977**).

#### **I.5.2.1 Endommagement et mode de filtration**

Les essais de filtration dans les conditions du gisement ont fait l'objet de nombreux travaux (**Williams, 1940 ; Prokop, 1952 ; Kreuger et Vogel, 1954 ; Hall et Dollarhide, 1964 ; Lawhorn et al., 1967 ; Hook et Ernst, 1969 ; Cook et Cunningham, 1977 ; Bannister, 1978 ; Gulbis, 1982 ; Bannister et Lawson, 1985 ; MacDonald et Buller, 1992 ; Francis et al., 1995**).

Déjà **Ferguson et Klotz (1954)** avaient montré que la filtration dynamique des WBM et des OBM donnait un filtrat supérieur à la filtration statique. D'après ces auteurs, entre 70 et 90% du volume total du filtrat se forme durant la circulation du fluide. Durant cette phase, le rayon d'invasion atteint 85% de sa valeur finale. Cette différence a été corroborée par d'autres travaux traitant de la comparaison des deux types de filtration (**Longeron et al., 1995 ; Li, 1996 ; Argillier et al., 1999 ; Ding et al., 2004 ; Dalmazzone et al., 2006 ; Van der Zwaag, 2006**) qui ont souligné l'influence de plusieurs facteurs à savoir : le type et les caractéristiques des fluides (OBM ou WBM), les caractéristiques de la roche (perméabilité et porosité) et les conditions des essais (pression, vitesse de cisaillement, température,...).

En étudiant l'endommagement des puits horizontaux, **Ding et al. (2004)** ont constaté des pertes importantes de la production après endommagement par les fluides de forage. Ils ont montré l'influence des interactions fluide-fluide et de l'invasion du filtrat sur les opérations de forage.

#### **I.5.2.2 Endommagement et type de fluide de forage**

**Longeron et al., (1995)** ont montré que les fluides synthétiques SOBM (Synthetic oil-based muds) donnaient une perméabilité plus importante (68 à 94%) que celle obtenue avec les WBM (4 à 24%) et que l'invasion du filtrat est localisée dans les premiers centimètres (5 cm). Cette tendance est aussi confirmée avec les systèmes OBM par **Ding et al., 2004** et **Dalmazzone et al., 2006**. **Dalmazzone et al. (2006)** ont montré qu'une bonne optimisation du fluide réduisait l'invasion du filtrat.

En étudiant des systèmes d'émulsions directes, **Al-Riyamy et Sharma (2004)** ont montré que l'endommagement était aggravé par l'augmentation de la pression du fluide, de la température et par l'utilisation d'une concentration élevée en polymères.

Pour les systèmes WBM, dans leurs travaux sur la filtration des suspensions de bentonite et de kaolinite, **Baghdikan et al., (1989)** ont montré que la réduction de la perméabilité était très rapide avec la diminution du pH, l'augmentation de la force ionique et la concentration en solides. Dans les mêmes conditions opératoires, la kaolinite cause moins d'endommagement à faible force ionique. A force ionique élevée la kaolinite est retenue dans le milieu poreux. Cette différence a été expliquée par une différence dans les interactions interparticulaires.

**Longeron et al., (1995)** ont montré que les systèmes de fluides à base de polymères sans sels provoquaient un endommagement moindre. **Argillier et al., (1999)** et **Bailey et al., (1999)** ont montré que l'invasion du filtrat et la formation d'un cake épais, induisent un endommagement important, alors qu'une bonne optimisation des réducteurs de filtrat et de la dimension des solides peut contribuer à la réduction de cet endommagement. Les particules fines pénètrent profondément dans la roche et seront difficilement éliminées comparativement aux grosses particules.

En étudiant l'effet de la pression, **Van der Zwaag (2006)** a montré que la pression augmentait l'invasion et la formation du cake, ce qui, par conséquent, accroît l'endommagement. Par simulation, il a donné une description phénoménologique de la migration des fines et il a proposé un modèle de variation exponentielle de la perméabilité avec la pression.

Selon **Gurkan Iscan et al., (2007)** et suite à son travail expérimental et numérique, l'endommagement augmente avec la durée de circulation et la pression de filtration. Dans les mêmes conditions opératoires, l'endommagement est plus important avec le système eau + bentonite + barite qu'avec le même système eau + bentonite + barite en présence de polymère. Ainsi, une altération importante de la perméabilité est observée durant les 30 premières minutes de la circulation.

### 1.5.2.3 Endommagement et méthodes de laboratoire utilisées

Les essais mis en œuvre dans des conditions spécifiques (**Porter, 1989 et Mungan, 1989**) à l'échelle du laboratoire sont réalisés pour simuler les conditions d'exploitation afin de les optimiser. En plus des méthodes classiques de filtration et de déplacement en milieu poreux à l'échelle laboratoire, des techniques d'imagerie ont été utilisées pour l'étude et la visualisation des structures formées lors des opérations de filtration.

**Li et al. (1997)** ont étudié la filtration statique et dynamique de suspensions de bentonite en présence d'électrolytes par des techniques de microscopie à transmission (MET) et cryogénique à balayage (Cryo-MEB). Ils ont montré qu'en statique, la perméabilité du cake était fonction de la morphologie des particules formant les pores. En dynamique, le dépôt des solides est fonction des fines particules initialement en suspension ou formées après érosion du cake sous l'effet du cisaillement par le fluide.

Des mesures classiques de rhéologie et de filtration sur cellule API ont été réalisées par **Loeber (1992)** qui a couplé les deux microscopies MET et cryo-MEB pour visualiser les textures des cakes après filtration. Des corrélations ont été établies entre les propriétés de filtration des cakes et leur microstructure. **Benna et al., (2001)** ont étudié par filtration statique l'effet de la teneur en argiles sur les propriétés des suspensions de bentonite. Utilisant la MET et la DRX, ces auteurs ont montré que la microstructure du cake formé dépendait de la concentration en argiles.

La comparaison des caractéristiques des cakes obtenus à deux pressions de filtration différentes, a mis en évidence pour une concentration donnée (3% pour une bentonite du Wyoming) un point singulier qui correspond à une transition osmotique locale.

**Maddinelli et al. (2007)** ont mis en évidence la possibilité d'utiliser des techniques d'imagerie pour l'analyse des interactions des protons présents dans les molécules d'huile et d'eau avec le milieu poreux et la détection des différences de temps de relaxation entre les échantillons de roche avant et après interaction avec le fluide.

#### I.5.2.4 Endommagement par les fines

Les fines représentent l'un des facteurs d'endommagement les plus étudiés dans la littérature. Ces fines particules sont composées principalement de minéraux argileux (illites, smectites, kaolinites), de carbonates, et de matière organique naturelle (**Ryan et Gschwend, 1994; Kaplan et al., 1996**). Les fines particules colloïdales migratoires ont une dimension comprise entre 1 nm et 10 µm (**Hiemenz et Rajagopalan, 1997 ; Hunter, 2001 ; Sen et al., 2004**) et possèdent généralement une charge électrique de surface (**Khilar et Fogler, 1998**). En général, deux type de forces majeures sont responsables de la libération des fines : des forces colloïdales et des forces hydrodynamiques.

La mobilisation in situ a été démontrée sur du sable (**Kaplan et al., 1996**) et sur plusieurs types de sols. La dispersion et la libération des fines dans la plupart des sols sont favorisées par un pH élevé, une forte saturation en Na<sup>+</sup> et une faible force ionique (**Frenkel et al., 1978 ; Suarez et al., 1984 ; Chiang et al., 1987 ; Khilar et Fogler, 1987 ; Miller et al., 1990 ; Seta et Karathanasi, 1996 ; Roy et Dzombak, 1996 ; Swartz et Gschwend, 1998 ; Saiers et Hornberger, 1999 ; Swartz et Gschwend, 1999 ; Grolimund et al. 2001**). Selon ces études expérimentales, la diminution de la force ionique peut causer la mobilisation colloïdale.

Les principales causes de libération des fines particules colloïdales sont dues à un changement de la chimie des solutions (pH, force ionique ou addition de tensio-actif). La diminution de la force ionique augmente le pH et cause un changement dans les forces agissant sur les particules colloïdales et la surface de la matrice (**Ryan et Elimelech, 1996 ; Khilar et Fogler, 1998 ; Kretzschmar et al., 1999 ; Bergendahl et Grasso, 1999**). Cette mobilisation est causée par l'expansion de la double couche électrique autour des particules d'argiles chargées négativement (**Elimelech et Ryan, 2002**). Une augmentation de la vitesse d'écoulement favorise la libération des fines (**Kanti Sen et Khilar, 2005**). Si les particules colloïdales et les grains sont de charges opposées, la diminution de la force ionique n'a pas d'effet sur la mobilisation colloïdale, car la diminution de la force ionique renforce l'attraction électrostatique entre les charges opposées de la surface (**Ryan et Gschwend, 1994 ; Swartz et Gschwend, 1998**).

**Gruber et Adair (1995)** ont étudié l'évolution de l'endommagement dû à la migration des fines sur des échantillons de plugs de 1,5" de diamètre et 2,0" de longueur sous des pressions de 0 à 40 kPa. La stabilisation se situe à 15 kPa.

Cependant, une légère augmentation de la pression à 17 kPa, cause une augmentation de l'écoulement avec la présence d'une pression critique à 30 kPa (4,35 psi).

La production des fines a un grand effet sur la récupération des hydrocarbures. **Selon Binshan et al. (2007)** ce processus de production de sable comporte trois étapes. Les fines sont libérées de la surface du milieu poreux lorsque les conditions critiques colloïdales et hydrodynamiques sont satisfaites (**Ju et al., 2002**) puis elles migrent avec les fluides dans les pores et enfin se déposent à la surface des pores. Ce processus a été pris en compte pour la modélisation de la migration et du dépôt des fines. Le problème de l'endommagement causé par la production de sable a été traité par plusieurs auteurs (**Tom et al., 1995 ; Vásquez et al., 1999**). **Anne et al. (1997)** ont étudié la relation entre les percées d'eau et la production de sable ou d'autres particules minérales.

### I.5.3 Modélisation de l'Endommagement

La littérature est très riche en travaux traitant de la modélisation du mouvement des fluides dans les milieux poreux complexes (**Hardy, 1990 ; Imdakm et Sahimi, 1991 ; Nowicki et al., 1991 ; Dullien, 1992 ; Matthews et al., 1995a et b ; Pan et al., 1995 ; Mason et Mellor, 1995 ; Coelho et al., 1997**). Plusieurs d'entre eux ont porté sur l'étude des relations entre les dimensions des pores et la perméabilité. Une mise au point récente de quelques modèles a été présentée par **Singh et Mohanty (2003)**.

Cependant, la plupart des modèles théoriques introduisent une géométrie simplifiée des pores ou utilisent des méthodes statistiques pour tenir compte de la complexité structurale des milieux poreux. Au sujet de la filtration et du transport des particules colloïdales à travers le milieu poreux, les interactions complexes entre les surfaces des particules et le collecteur granulaire sont les facteurs les plus importants à considérer (**Tien et Payatakes, 1979**). Plusieurs travaux ont proposé des modèles décrivant la géométrie des pores avec le modèle du tube capillaire ou celui de la sphère unique (**Yao et al., 1971 ; Spielman et FitzPatrick, 1973 ; Payatakes et al., 1973 et 1974 ; Rajagopalan et Tien, 1976 et 1977 ; Hung et Tien, 1976 ; Mackie et al., 1987 ; Vaidyanathan et Tien, 1988**).

Dans le domaine pétrolier, les mécanismes d'endommagement sont liés à la réduction de la perméabilité relative aux abords du puits, elle-même due à un changement dans la saturation au fluide.

En se basant sur l'équation de **Hawkins (1956)**, la réduction de la perméabilité autour du puits ainsi que le rayon d'invasion peuvent être estimées pour évaluer le degré d'endommagement. Pratiquement, sur chantier, l'endommagement est exprimé par le facteur "Skin". Le Skin traduit la différence de perte de charge aux abords du puits, entre le réservoir et le puits et englobe l'ensemble des facteurs qui peuvent induire le colmatage du puits, à savoir : i) un Skin mécanique dû aux opérations des fluides de forage (complétion et workover), aux dépôts minéraux (sels et sulfates), aux dépôts organiques, à la migration des fines et à l'agitation due à la production d'eau

et de gaz; ii) un Pseudo-Skin englobant les skins liés à l'inclinaison du puits, à la fracturation hydraulique, à l'anisotropie de la perméabilité, à l'effet multiphasique, aux multicouches, aux perforations, à la pénétration partielle, aux variations de mobilité et iii) un Skin spécifique aux puits horizontaux.

**Cernansky et Siroky (1985)** et **Wojtanowicz et al. (1987,1988)** ont traité le modèle de la migration des fines avec les différents mécanismes possibles. La plupart des modèles limités aux réservoirs homogènes sont fondés principalement sur des données empiriques souvent non applicables aux conditions réelles, assez variables. Certains modèles sont réalisés sur des milieux argileux hétérogènes pour l'estimation de l'endommagement dans les puits horizontaux (**Renard et Dupuy, 1991 ; Frick et Economides, 1993 ; Engler et al., 1995 ; Yan et al., 1997**). Le problème de la migration des fines a été largement discuté.

Ainsi, **Vitthal et al. (1988)**, proposant un modèle simulant la variation de la perméabilité sous l'effet de la migration des fines, ont montré un effet colmatant aux abords du puits. Ils ont considéré un milieu poreux de géométrie idéale avec des particules argileuses supposées sphériques, de dimension uniforme et de densité constante.

Les équations de **Civan (1998,1999)**, avec et sans migration des fines, donnent des modèles de la filtration avec cake compressible et incompressible. **Civan et Engler (1994)** ont donné un modèle d'invasion du filtrat basé sur les équations de transport. Pour la filtration dynamique, l'épaisseur du cake est limitée par la force de cisaillement du fluide de forage. La présence du cake est bénéfique car elle réduit la perte du fluide et l'endommagement de la formation.

D'autres auteurs (**Sen et al., 2004**) modélisent le déplacement du fluide en milieu poreux en considérant une phase liquide et deux phases solides, dont une représente la matrice solide stationnaire et l'autre une phase colloïdale mobile. Les modèles mathématiques du transport des particules colloïdales sont basés sur l'équation d'advection-dispersion des particules colloïdales.

En résumé, vu la complexité des fluides de forage du point de vue formulation et caractéristiques, un bon nombre de travaux se sont limités à l'étude de quelques paramètres et à des corrélations empiriques avec des données de chantier principalement sur des systèmes de fluides assez simples. D'après **Civan (2000)**, la majorité des travaux de filtration n'ont pas essayé de déterminer l'ensemble des paramètres mesurables. Une vingtaine de paramètres sont nécessaires pour simuler la filtration. Seuls huit d'entre eux ne peuvent pas être directement déterminés par les techniques conventionnelles mais peuvent être estimés à partir des abaques établies (**Civan, 1998 et 1999**). De plus, dans des conditions chimiques extrêmes, certains minéraux tels que le quartz et la kaolinite libèrent de la silice et se dissolvent conduisant à un modèle non standard de diffusion qui explique l'adsorption du soluté sur les grains de la matrice poreuse et qui met en évidence un non-équilibre local ainsi que des effets de mémoire (**Mashal et al., 2001 ; Bickmore et al., 2001 ; Lewandowska et al., 2002 ; Zhao et al., 2004**).



### Approche de Modélisation

La concentration du filtrat peut varier radialement à partir des abords du puits et dépend des caractéristiques de la formation (minéralogie, porosité, perméabilité), de la vitesse du fluide et du temps de contact fluide-formation. En supposant la porosité de la formation constante et le fluide incompressible, plusieurs travaux (**Perkins et Johnson, 1963 ; Donaldson et Chernoglazov, 1987 ; Civan et Engler, 1994 ; Baker, 1997**) donnent une expression de la concentration du filtrat en fonction du coefficient de dispersion et de la diffusion moléculaire en relation avec la vitesse de fluide.

D'après **Fisher et al. (2000)** la vitesse de filtration du fluide diminue puis commence à se stabiliser lorsque l'épaisseur du cake s'approche de la stabilité.

**Parn-anurak et Engler (2005)** ont développé une méthode pour simuler l'invasion des fluides de forage (WBM) dans les formations du réservoir. Le modèle est basé sur l'équation de bilan matière. L'épaisseur du cake formé est fonction de la masse déposée et de la masse érodée sous l'effet de la circulation.

La réduction de la perméabilité a été analysée en termes de saturation en eau et selon le concept de skin le long de la direction radiale du puits. La distribution de la concentration du filtrat dans la zone envahie donne un ordre de grandeur de la saturation en eau dans cette zone. C'est-à-dire que l'invasion du fluide de filtrat va augmenter la saturation en eau dans la zone envahie, ce qui va diminuer la perméabilité relative de la phase déplacée.

Ce genre de problèmes va causer une sévère perte de production du réservoir. Dans l'objectif de notre travail (**Chapitre IV.2**) et sur la base de ce modèle, on traitera la possibilité de lier les caractéristiques du fluide aux problèmes d'endommagement.

#### I.5.4 Synthèse sur la filtration et l'endommagement

La synthèse des aspects développés précédemment permet certaines constatations : Au sujet des opérations de filtration, la majorité des essais ont été réalisés sur des roches modèles perméables (grès de Berea). La filtration dynamique donne un filtrat plus important que la filtration statique, gouvernée par la formation d'un cake externe. La pression de filtration, la température et les caractéristiques des fluides et de la roche affectent énormément l'endommagement. L'endommagement, provoqué dès les premières dizaines de minutes (30 min), affecte les premiers centimètres de la roche (5 à 10 cm). Les fluides OBM sont moins endommageants que les WBM et l'optimisation de leur formulation et de la dimension des solides de la boue permet la réduction de cet endommagement.

Au sujet de la modélisation de l'endommagement, de nombreux travaux sur la simulation de la filtration et de l'endommagement des réservoirs d'hydrocarbures sont parus au cours de la dernière décennie compte tenu de l'importance et de la complexité des problèmes rencontrés dans l'exploitation pétrolière.

Nous nous sommes contentés de donner un aperçu des différentes approches, mais par la suite, quelques modèles jugés utiles pour une éventuelle application seront plus développés.

En conclusion de cette partie bibliographique et concernant plus précisément les problèmes rencontrés sur le champ de Hassi Messaoud (HMD) la démarche de ce travail de thèse sera la suivante:

- Sélection d'échantillons de roche de quelques puits exploités du gisement HMD ainsi que sélection d'échantillons de grès de Berea pour comparaison,
- Optimisation des formulations des fluides de forage et étude au cas par cas de la variation de l'endommagement en fonction de quelques paramètres sélectionnés,
- Etude de l'évolution des propriétés d'écoulement, notamment en étudiant l'influence des additifs utilisés dans les fluides de forage sur l'endommagement,
- Enfin, vu le développement du forage horizontal et la discussion de son opportunité sur le champ de HMD, présentation de modèles de prévision de l'endommagement.

Dans l'**annexe I** on donne quelques généralités sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud.

## **I.6 Pollution par les fluides de forage et techniques de traitement**

L'évolution de l'humanité s'accompagne d'un développement de l'Industrie qui fait apparaître un paradoxe où l'accession au progrès s'accompagne d'une destruction progressive de l'environnement qui, à terme, peut devenir un frein au développement. Les politiques environnementales et énergétiques imposent de plus en plus, dès la phase de conception d'un procédé ou la réalisation d'opérations spécifiques mettant en jeu des éléments extérieurs potentiellement polluants, de prendre en compte et de limiter la génération d'effluents et la consommation énergétique. Les conséquences des activités industrielles sont difficiles à identifier clairement et à évaluer.

D'autre part, le paradoxe développement-pollution reste encore en partie masqué par le décalage temporel important qui existe entre le développement des activités industrielles et la perception de leurs effets sur l'environnement.

A chaque catastrophe, reviennent les débats entre les partisans du principe de précaution et les tenants de l'argument selon lequel le "risque zéro n'existe pas". Toute la problématique réside dans la conciliation entre les exigences légitimes de sécurité et l'efficacité de l'activité économique. Dans des secteurs plus sensibles que celui de l'exploitation pétrolière, tels que la santé et l'alimentation, les effets néfastes d'un produit, d'un procédé ou d'un rejet peuvent être liés à un décalage de perception ou à une limite de technologie adoptée.

Dans le cadre de ce travail, il est indispensable de définir quelques notions qui seront largement évoquées par la suite, à savoir l'environnement, le développement durable et l'éco-conception.

### **I.6.1 Généralités sur l'environnement**

L'environnement est une notion connue de tous, mais qui prend une signification différente pour chacun. Il ne s'agit donc pas d'en donner une définition absolue.

L'Encyclopedia Universalis (édition 1999) ne définit pas directement le terme environnement mais renvoie à des domaines qui s'y rapportent, tels que l'éco-toxicologie, l'écologie humaine, la protection de la nature, les cycles bio-géochimiques, le droit et la politique.

Dans Le Petit Robert (édition 2000) c'est un "Ensemble des conditions naturelles (physiques, chimiques, biologiques) et culturelles (sociologiques) dans lesquelles les organismes vivants (en particulier l'homme) se développent". Protection, politique, qualité de l'environnement, il est intéressant de remarquer la pluralité des définitions et des champs auxquels se réfèrent ces définitions. Nous retiendrons que l'environnement prend en compte les éléments vivants (animal, végétal et humain) et les non vivants (minéral, ressources naturelles), leurs conditions d'existence ainsi que l'ensemble des relations existant entre eux (physiques, biologiques, chimiques, sociologiques, etc..).

Le mot éco-conception est la traduction française de "Life Cycle Design" ou de "Design for the Environment". Il prend en compte, dès les premières étapes de la conception d'un produit, l'ensemble des impacts environnementaux qu'il est susceptible de générer au cours de son cycle de vie. Si la définition de cette approche est relativement simple, sa mise en application se traduit concrètement par une diversité importante d'actions.

En effet, suivant le secteur d'activité, le produit concerné et les moyens (financiers et techniques) disponibles, les entreprises développent des stratégies sur-mesure afin de traduire au mieux les principes de l'éco-conception dans leurs pratiques quotidiennes.

En 1994, dans un ouvrage sur la mise en œuvre des engagements du sommet de la Planète Terre (sommet de Rio en 1992), une liste de près de quarante propositions d'amélioration de la performance d'une entreprise en matière d'environnement, est établie et donne une idée de la grande diversité d'actions qui peuvent être engagées dans ce domaine (**Rio, 1994**).

Une publication de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) a rassemblé en 1999 près d'une centaine d'exemples de réalisations industrielles développées en intégrant l'éco-conception (**ADEME, 1999**).

### **1.6.2 Les différentes approches d'intégration de l'environnement**

La littérature propose plusieurs classifications pour intégrer l'environnement, toutes réalisées dans le but de clarifier le panel de plusieurs approches. Les spécificités des approches les plus courantes sont présentées en s'appuyant sur trois exemples de classifications.

Dès 1995, **Goggin (1995)** de Manchester United, propose une progression des différentes approches. depuis les approches à caractère très appliqué vers des approches plus philosophiques pour atteindre le stade du Développement Durable. L'expression de "Développement Durable" est relativement récente puisqu'on s'accorde à dire qu'elle a été employée pour la première fois officiellement dans le rapport **Brundtland (1987)**.

Le développement durable est un concept à la fois politique, social et économique, défini par l'Organisation des Nations Unies (ONU) comme étant la "capacité des générations présentes à satisfaire leurs besoins sans compromettre l'aptitude des générations futures à couvrir leurs propres besoins". L'un des outils de développement durable les plus pertinents pour l'évaluation quantitative des impacts est le "LCA " (Life Cycle Assessment) ou ACV (Analyse du cycle de vie).

C'est un outil normalisé (**ISO 14040, 1997**) d'évaluation des impacts sur l'environnement d'un système incluant l'ensemble des activités liées à un produit ou à un service, depuis l'extraction des matières premières jusqu'au dépôt et traitement des déchets (**ISO 14040-14043, 1997, 1998, 2000a, 2000b**). Cette méthodologie a été appliquée dans de nombreux domaines industriels, tels que le traitement des polluants et la prévention de la pollution industrielle, la gestion des déchets, la pollution atmosphérique, la combustion.

**Goggin (1995)** propose donc un classement en six grandes catégories commençant par la conception d'un produit durable, suivie par des critères environnementaux (chaque produit est renouvelable et fait lui-même appel à des matières premières et de l'énergie issues de cycles de vie d'autres produits).

Ces différentes méthodes agissent ponctuellement sur une phase déterminée du cycle de vie du produit. Une deuxième proposition est faite par **Bras (1997)** du Georgia Institute of Technology, avec une classification de différentes approches de réduction des impacts environnementaux suivant deux dimensions (échelle de temps prenant en compte la durée de vie du produit considéré et échelle des organisations).

Un troisième exemple est celui de **Millet et al. (2001)** qui positionnent les différentes approches environnementales en fonction, d'une part, de leur période d'utilisation dans l'industrie (évolution chronologique des approches), mais également en fonction de la considération attribuée à la dimension environnement au sein de l'entreprise

### **I.6.3 Concepts managériaux de l'environnement dans l'activité du forage**

Trois approches ont été développées pour la réduction des déchets. La première par la Société pétrolière Statoil avec le concept de TFM (Total Fluid Management ou gestion totale du fluide) ; puis Shell a proposé le concept de l'EIR (Environmental Impact Reduction ou réduction des impacts environnementaux) et enfin la Société des fluides de forage MI-Swaco a introduit le concept de l'IFE (Integrated Fluids Engineering ou ingénierie du système intégré fluide-gestion des rejets).

#### **I.6.3.1 Total Fluid Management (TFM)**

La notion de TFM est liée à un concept qui concilie les exigences de gestion du forage et des fluides utilisés avec la législation environnementale en vigueur (**Paulsen et al., 2002**). Son implantation en 1999 a été estimée à 10% des frais opérationnels (**Getliff et al., 2000**) et sa mise en place a permis la résolution des problèmes du forage et des rejets inhérents (**Paulsen et al., 2001**). Par ailleurs cette notion est basée sur le recyclage des boues à base d'eau et sur la réduction des cuttings de forage, en agissant en amont sur la séparation optimale des différents constituants et sur leur recyclage classique dans le revêtement des chaussées (**Longwell et al., 1993**).

D'autres traitements peuvent être envisagés comme la solidification, le traitement thermique, l'incinération et le traitement biologique. Il reste néanmoins que cette notion nécessite l'engagement de tous les intervenants lors du forage des puits.

La société Statoil a par ailleurs développé dans le cadre du TFM un contrat permettant de combattre les mauvaises pratiques de forage, en soumettant les Sociétés de service à des pénalités calculées sur la base des volumes de boues rejetés indépendamment des produits. Ce type de contrat a contribué d'une manière significative à la réduction du coût du mètre foré et à la diminution des rejets (**Paulsen et al., 2001 et 2002**).

### **I.6.3.2 Environmental Impact Reduction (EIR)**

Cette notion est basée sur des indicateurs de performance environnementale (Environmental Performance Indicators : EPIs), dont la clé de voûte est la collecte et le transfert continu de données entre les différents acteurs (**Jones et al., 1996**). Cette notion vient en complément du programme d'efficacité de compilation des données appliquées de l'hygiène, de la sécurité et de l'environnement (HSE).

Dans tous les cas, les principaux objectifs sont d'expliquer les performances environnementales de chaque opération, et de réaliser les performances par rapport aux objectifs assignés.

Plusieurs paramètres sont à prendre en compte lors du choix de ces indicateurs, à savoir le type d'activité et son impact sur l'environnement. Concernant l'activité Exploration et Production, les objectifs sont liés à la prévention contre les déversements accidentels des fluides de forage, la réduction des rejets (déblais et autres) et la réhabilitation des sites de forage. Parmi les indicateurs mesurés, en accord avec le programme de forage utilisant une boue à base d'huile, c'est le volume total de pertes pour 1000 m forés.

### **I.6.3.3 Integrated fluids engineering (IFE)**

La notion d'IFE est une approche totalement différente des méthodes classiques de forage et de complétion des puits. Issue de l'expérience acquise dans le domaine du forage, elle est basée sur l'optimisation de la conception du fluide de forage, de son utilisation et de la gestion du site de forage en terme de rejets. Ce programme utilise des moyens et des équipements de pointe pour le traitement des solides ainsi qu'un personnel hautement qualifié (**Rojas et al., 2003**). A titre d'exemple, ces dernières années, des centrifugeuses ont été utilisées pour l'élimination des solides où les solides de 7 à 10  $\mu\text{m}$  sont éliminés alors que ceux de dimension inférieure sont réintégrés dans les fluides de forage.

En réalité, depuis déjà la fin des années 1920, les spécialistes du forage s'étaient inspirés de l'expérience des autres industries ayant à gérer des problèmes similaires et avaient ensuite adopté d'autres technologies : "shales shakers" (1930), hydrocyclones (1957-1962), "tandem shakers" (1960), "mud cleaner" (1970), "linear motion shale shaker" (1980). L'objectif de cette approche est, en premier lieu, de réduire les rejets et d'assurer une application rigoureuse des exigences de la politique de santé, de sécurité et d'environnement (**Büchner, 2002**). Toutes ces approches ont été mises en place pour une gestion rationnelle des rejets de forage, elles sont basées sur la sélection de méthodes de traitement optimisées en termes de rapport qualité de traitement/coût.

#### I.6.4 Evolution de la technologie des fluides de forage

Au début de l'activité pétrolière les performances des fluides dans les problèmes rencontrés durant les premiers forages ont été les préoccupations majeures des pétroliers indépendamment des questions de pollution et d'environnement. En parallèle à l'introduction de nouveaux additifs utilisés dans les fluides de forage à base d'eau (WBM), et face aux problèmes de stabilité des parois, de lubrification, d'endommagement..., l'avènement depuis les premières utilisations en 1940 aux Etats-Unis des fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) a donné satisfaction. Ces OBM ont été généralement développés pour les situations où les WBM étaient inadéquats (**Chilingarian et Vorabutr, 1983**), mais, en 1989, Ray signalait que la majorité des utilisateurs avaient peu de connaissances sur la composition des additifs.

Depuis les années 1990, les sociétés de fluides de forage ont proposé de nouveaux types de fluides à base de paraffines ou d'oléfines linéaires, de poly-oléfines ou d'esters (**Friedheim et Conn, 1996**). Ces types de fluides synthétiques (Synthetic Oil-Based Muds, SBM ou SOBM), ne renfermant pas d'hydrocarbures aromatiques, largement utilisés en forage offshore, possèdent de bonnes propriétés une faible toxicité et une biodégradabilité rapide ainsi qu'un faible potentiel de bioaccumulation.

Le développement de cette nouvelle génération de fluides synthétiques représente un compromis entre performances, considérations environnementales et économiques. Cette nouvelle approche a pour objectif une optimisation de la conception avec la livraison et la gestion du site de forage et du bournier, et exploite le groupement des fluides et des services (**Pruitt et Hudson, 1998; Hudson et Nicholson, 1999**).

Récemment, le développement d'une variété de systèmes de fluides biodégradables qui répondent le mieux au biotraitement de leurs rejets de forage, a été évoqué (**Getliff et al., 2000 ; Growcock et al., 2002, Durrieu et al., 2002**). Généralement, la toxicité chronique des rejets des fluides augmente selon l'ordre suivant WBM < bentonite < barite < OBM (**Capuzzo, 1988**).

Au sujet de la biodégradabilité, quelques règles et consignes générales ont été adoptées d'une part pour le choix des additifs ainsi que pour l'analyse des paramètres de pollution. On note que :

- Les HC aliphatiques sont plus faciles à dégrader que les aromatiques (**Cerniglia et Yang, 1984 ; Gibson et Subramarian, 1984**),
- Parmi les HC aliphatiques (paraffines), les n-alcanes (C > 6 ou 7) sont les plus biodégradables. Les homologues inférieurs sont trop volatils,
- Les composés cyclaniques ont un comportement intermédiaire,
- La biodégradation des paraffines est supérieure à celle des hydrocarbures naphthéniques,
- Les HC insaturés ou ramifiés sont plus difficilement biodégradables que les saturés linéaires,
- Les HC monoaromatiques sont généralement plus solubles que les composés aliphatiques. Ils sont par ailleurs très volatils. Ils présentent une toxicité à la fois vis-à-vis de l'homme et de l'environnement (**Gibson et Subramarin, 1984**),
- Les HC polyaromatiques (à partir de 2 cycles) sont fortement présents dans les sols industriels. Les composés à 5 cycles ont des propriétés génotoxiques (**Bouchez et al., 1996**),
- Les composés oxygénés sont généralement considérés comme des molécules aisées à dégrader par voie biologique grâce à l'atome d'oxygène qui leur confère une réactivité et une meilleure solubilité. Les esters notamment, comme les huiles végétales sont très biodégradables.

Par contre Les polyéthers, du fait de leur structure très ramifiée, sont peu biodégradables (**Bingham et al., 1979 ; Randles et Wright, 1991**).

Cependant, les méthodes de détermination de la biodégradabilité ont été critiquées du point de vue, coût, durée, et fiabilité. La diversité des techniques est souvent considérée comme signe de difficulté pour la détermination significative de la biodégradabilité des produits. Généralement, les produits qui donnent un résultat supérieur à 60% sont généralement considérés comme facilement biodégradables. En réponse aux critiques mentionnées, plusieurs travaux ont porté sur l'étude des corrélations biodégradabilité avec les propriétés physiques des composés. Les travaux de **Haus et al. (2000, 2001, 2003)** effectués sur une série d'huiles minérales ont révélé que la biodégradabilité diminue avec l'augmentation de la teneur en aromatiques .

Ils ont montré aussi que la viscosité cinématique est le facteur le plus significatif dans la variation de la biodégradabilité avec la composition chimique et les propriétés physico-chimiques des huiles. **Zhanpeng et al. (2002)** se sont basés sur trois paramètres : le rapport DBO<sub>5</sub>/DCO, la production du CO<sub>2</sub> et l'activité des microorganismes par l'analyse de l'ATP (adénosine triphosphate) pour établir des méthodes de calcul de la biodégradabilité.

#### **I.6.5 Pollution par les hydrocarbures et effets sur la santé**

Les sols contaminés par les hydrocarbures présentent un danger lors d'un contact direct avec l'homme ou lors de leur transfert dans la chaîne alimentaire par le phénomène de bioaccumulation (**Scriban, 1999**). La toxicité des hydrocarbures vis-à-vis des personnes et de l'environnement dépend de leur structure et de leur concentration. Par exemple, le benzène et ses dérivés présentent à faible dose des effets neurotropes et cancérigènes ; à des doses plus élevées, ils provoquent des tremblements musculaires et des convulsions, et une concentration de 65 mg/L dans l'atmosphère est rapidement mortelle (**Lefebvre, 1978**).

Des effets sur les plantes sont aussi signalés, parmi lesquels l'altération dans la régulation de leur croissance, une diminution du taux d'oxygène dans le sol (**Atlas, 1984**) et le phénomène de bioaccumulation (**Scriban, 1999**). Sur les animaux, les effets des hydrocarbures montrent une diminution du taux d'hémoglobine et un dysfonctionnement du foie (effets hépatotoxiques) . Par ailleurs, des essais d'écotoxicité de certains fluides de forages à base d'eau et d'huile, sur des mollusques bivalves montrent que les fluides de forage peuvent affecter les tissus somatique et reproductif de ces animaux (**Cranford et al., 1999**).

Donc, plusieurs effets sur la santé peuvent être associés aux fluides de forage, à savoir des irritations dermiques, respiratoires et même des effets cancérigènes, notamment dus aux hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) (**Grieve, 1988**). Ces produits sont introduits dans l'environnement à partir de la combustion incomplète de combustibles fossiles, d'éventuels accidents dans les procédés d'exploitation ou à partir des procédés naturels de transfert et de transformation du carbone (**Bjorseth et al., 1979 ; Cerniglia et Yang, 1984 ; Guerin et Jones, 1988 ; Freeman et Cattell, 1990**). En plus des effets toxiques, mutagènes et cancérigènes des HAPs, on note de sérieux problèmes concernant leur oxydation, leur bioaccumulation et leur adsorption dans le sol (**Means et al., 1980 ; Nylund et al., 1992 ; Fujikawa et al., 1993**).

Les produits tensioactifs sont généralement toxiques, surtout pour le milieu aquatique, et entraînent des effets néfastes à long terme sur l'environnement. Ils sont nocifs en cas d'ingestion. Ce sont des composés potentiellement bio-accumulables. L'exposition répétée peut provoquer des dessèchements ou gerçures de la peau. Une exposition prolongée peut entraîner des problèmes de santé (respiratoires, digestifs, dermiques). L'inhalation des vapeurs peut provoquer somnolence et vertiges.

A titre d'exemple et relativement aux LABS: Alkylbenzènesulfonates linéaires, aux USA, la teneur limite en ABS (alkylbenzènesulfonates) est fixée à 0,5 mg/L pour les eaux potables. L'OMS (Organisation Mondiale de la Santé) n'admet que 0,2 mg/L.

Toutefois, il faut aussi considérer que les réactions des organismes aquatiques sont très variables suivant la formule chimique des tensioactifs. **Perales et al. (2003)** ont signalé une biodégradation rapide du LABS avec un temps de demi-vie de 6,2 jours pour la biodégradation primaire.

Au cours des dernières années plusieurs grandes études ont été menées afin de quantifier les dommages causés par la pollution (**ORNL/RFF, 1994 ; Rowe et al., 1995 ; ExternE, 1995 ; ExternE, 1998**). Le projet ExternE (« External Costs of Energy ») de la Commission Européenne, constitue l'étude de la plus grande envergure, à laquelle participent plusieurs dizaines d'experts de tous les pays de l'Union Européenne (UE).

#### **I.6.6 Méthodes de traitement de la pollution**

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une panoplie de produits chimiques est employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de natures différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont cependant déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures (HC, tels que le gazole) constituant majeur des boues à base d'huile, on note les déversements accidentels du pétrole, ainsi que d'une variété d'autres produits et additifs spéciaux (tensioactifs, polymères, ..) qui peuvent exister sur les sites de forage. Ces rejets sont généralement stockés dans des endroits appelés 'bourbiers'.

La problématique soulevée se concentre autour du borbier et de son impact sur l'environnement. En effet, le déversement et le dégagement de certains produits (solides ou liquides) dans le borbier peuvent entraîner un changement des propriétés physico-chimiques des compartiments naturels, entraînant une altération des propriétés de ces milieux en diminuant leurs capacités d'aération (**Atlas, 1984 ; Scriban, 1999**), et induisant des effets portant atteinte à la santé de l'homme, de façon directe ou indirecte, et à l'environnement de manière globale.

Face à cette situation, plusieurs techniques de traitement sont recommandées, mais chacune d'elles a été critiquée à cause de son coût ou de son efficacité. Un effort doit être entrepris pour le choix de traitements adéquats en parallèle à l'évolution des technologies utilisées pour la réduction des solides et de la teneur en HC dans les cuttings au cours du forage.

La description détaillée de nombreuses méthodes, utilisées pour le traitement des rejets des fluides de forage, est facilement accessible (**Drilling Waste Management Information System website, 2004**). Citons :



- la réduction du volume des déchets de forage ou des impacts des rejets grâce à des techniques spéciales (forage directionnel, faible diamètre du trou, utilisation de faibles quantités de fluide) ou à l'utilisation de fluides et d'additifs à faible impact environnemental (SBM ou nouveaux systèmes de fluides avec agents alourdissants alternatifs),
  - le recyclage de la boue par épandage sur les routes, la réutilisation des cuttings dans la construction, dans l'assèchement des marais ou même leur utilisation comme combustible (cuttings contaminés par l'huile),
  - le traitement sur site (fosse, décharge), l'épandage sur le sol ("landfarming", "landspreading"), les traitements biologiques (compostage, bioréacteurs, vermiculture), la décharge dans l'océan, le transfert du site vers des installations industrielles, l'injection des boues dans des cavités contenant du sel ou le traitement thermique (incinération, désorption par voie thermique).
- Pour les Compagnies pétrolières, le plus grand problème est celui du coût induit par la protection de l'environnement, évidemment défavorable à la compétitivité, d'où la recherche de solutions effectives à faible coût. Actuellement, le traitement des rejets comprend :
- des procédés physiques et chimiques: élimination de la phase huileuse libre, désorption thermique, excavation et incorporation dans des revêtements et remblais, injection profonde dans les puits, déshydratation, incinération, neutralisation, solidification et stabilisation.
  - des procédés biologiques: revêtement, biopiles, compostage, phytoremédiation et bioréacteurs.

#### **1.6.6.1 Traitement par inertage (stabilisation/solidification)**

La stabilisation/solidification est couramment appliquée au traitement des rejets avec une bonne efficacité. Ce processus de stabilisation (ou d'inertage) des résidus pétroliers est défini comme la fixation des contaminants par un liant hydraulique, tout en respectant les critères physico-chimiques, hydrauliques et mécaniques du milieu. La solidification des déchets consiste en l'élaboration d'une masse solide ayant une intégrité structurale suffisante pour permettre le transport ou le stockage sans recourir à un contenant. On peut par exemple utiliser de l'argile, du béton ou des cendres.

Cette technique transforme un produit liquide ou semi-liquide, susceptible de se répandre, en un solide plus sûr et plus pratique pour le transport et le stockage. La nature et le type de composés utilisés dépendent des contraintes techniques, environnementales et économiques.

Les systèmes industriels les plus utilisés sont basés sur l'utilisation de la chaux, du ciment, de silicates, d'argiles, de pouzzolane ou de matériaux thermoplastiques qui isolent et immobilisent les contaminants dans le matériau.

Le but est d'améliorer les caractéristiques physiques pour la manipulation des déchets, de réduire la surface effective pour le transfert des substances polluantes hors du déchet, de restreindre le déplacement des fluides à travers le volume de déchets et de réduire la solubilité des contaminants fixés dans la matrice. Toutefois, il est à noter que l'utilisation de la solidification consiste en un transfert et une réduction de la pollution et non en son élimination.

Sur les chantiers algériens, il existe des procédés durant le forage, "on line", et après forage, "off line", mais le principe reste le même. Le procédé de stabilisation commence par la réduction et la récupération de l'huile libre dans les boues pour diminuer le temps de traitement, réduire le volume à traiter et par là même la consommation de produits et les coûts.

On utilise pour cela une centrifugeuse. On mélange la boue restante pour l'homogénéiser et on ajoute les agents de stabilisation. Les matériaux ainsi inertés sont acheminés vers leur lieu de dépôt après un contrôle de qualité vérifiant la bonne homogénéité des agents de stabilisation dans la matrice.

### **I.6.6.2 Traitement thermique**

Afin de répondre aux normes environnementales, ce type de traitement a été introduit en Algérie malgré son coût trois fois plus élevé que celui de l'inertage. Il s'agit d'un processus utilisant une source de chaleur qui sépare les hydrocarbures de l'eau contenue dans les déblais de forage et le sol contaminé.

Ce type de traitement présente l'avantage de fournir une huile résiduelle dont la teneur dans le solide est inférieure à 1mg/kg de déblais. De plus, l'huile ainsi récupérée peut être réutilisée.

Cependant, plusieurs travaux ont montré la possibilité de diffusion dans l'air et d'accumulation des métaux lourds après combustion. Ces métaux lourds peuvent être initialement présents dans les solides des formations forées (**U.S. EPA, 1980 ; Leuterman et al., 1988 ; Candler et al., 1992**). Les métaux lourds représentent un danger pour la santé humaine lorsqu'ils se trouvent dans l'atmosphère ou à l'état d'éléments traces dans la croûte terrestre. Ils s'accumulent dans les milieux, entrent dans la chaîne alimentaire par l'eau ou les sols et atteignent l'homme par ingestion. Le Centre International de la Recherche sur le Cancer répertorie l'arsenic, le cadmium et le nickel comme composés à propriétés cancérigènes, et le plomb parmi les composés à propriétés potentiellement cancérigènes.

### **I.6.6.3 Traitement biologique**

Dans un environnement favorable, tous les composés organiques sont dégradables (**Atlas, 1984**). Le traitement biologique repose sur le principe de la dégradation d'un hydrocarbure brut par des micro-organismes. Ceux-ci sont capables de dégrader certains constituants des pétroles, mais les taux de décomposition dans les écosystèmes naturels sont encore très mal connus.

Ces dernières années, la recherche de micro-organismes utilisant des hydrocarbures s'est considérablement amplifiée avec plus ou moins de succès.

Le traitement biologique offre une bonne combinaison entre les aspects économiques et la protection de l'environnement. Ce traitement aide à la réduction du coût global du forage. Il englobe le traitement par les micro-organismes in situ ou ex situ, la phytoremédiation et le traitement en bioréacteur. La phytoremédiation consiste en l'emploi de plantes pour le traitement des sols contaminés par les métaux lourds et les hydrocarbures. Cette technique présente beaucoup d'avantages, à savoir le faible coût de traitement et la faible production de déchets et d'effluents, mais a l'inconvénient du risque de contamination de la chaîne alimentaire en plus de la longue durée du traitement (plusieurs mois, voire, dans certain cas, plusieurs années) (**Ballerini, 1996**). La bioremédiation des sols pollués par les hydrocarbures reste un moyen très efficace. C'est un procédé destructif qui évite donc le transfert de pollution et se situe parmi les traitements les plus rentables. Il n'est applicable que pour les composés biodégradables, non inhibiteurs et non toxiques, car certains métabolites peuvent être plus dangereux (pour l'homme et les microorganismes) et parfois plus stables que le contaminant de départ.

Le traitement biologique par les micro-organismes s'attache à favoriser et à stimuler les processus de biodégradation qui interviennent déjà naturellement dans les sols et aquifères, sans intervention humaine (atténuation naturelle) pour réduire les teneurs en contaminants ainsi que leurs toxicités. Cette stimulation va consister à fournir au milieu, et plus spécifiquement aux micro-organismes présents, les éléments facilitant la biodégradation, l'oxygène essentiellement puisque, dans la majeure partie des cas, la biodégradation est aérobie, et les nutriments minéraux, azote et phosphore, apportés sous forme de sels en solution lorsque ceux-ci sont en trop faibles quantités (Scriban, 1999). Le **tableau I.5** regroupe les différentes techniques de traitement biologique.

## **I. 7 Synthèse**

La prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement a conduit à entreprendre diverses initiatives et à fournir des efforts soutenus pour tenter d'enrayer la dégradation de l'environnement. Mais la situation est complexe et les difficultés à surmonter sont nombreuses. Il faudra encore du temps pour rechercher un compromis entre le profit et le respect de l'environnement afin que l'activité pétrolière puisse se poursuivre sans engendrer de surcoût exorbitant.

En effet, le nombre important de sites industriels pollués à réhabiliter, suite aux opérations de forage, d'exploration et d'exploitation, constitue depuis quelques années un souci majeur pour les entreprises travaillant dans le domaine. Des besoins importants apparaissent ainsi en matière de stratégie d'intervention visant la restauration progressive de ces sols contaminés. Les recherches ont ainsi été dynamisées et de nombreuses techniques de dépollution se sont développées.

Il est donc nécessaire de trouver des solutions pour que l'activité de forage puisse répondre aux critères de Développement Durable. En d'autres termes, quelles solutions adopter, pour qu'entre profit (intérêt économique) et respect de l'environnement, l'homme ne compromette pas l'aptitude des générations futures à couvrir ses propres besoins.

Tableau I.5 : Différentes techniques de traitement biologique des sols pollués  
(Bernheim, 1999 ; Scriban, 1999)

Type de traitement		Principe du Traitement	Type de pollution	Avantages et Inconvénients
Traitement in-situ.	" Bioventing "	Aération de la zone insaturée (au dessus du niveau de la nappe phréatique)	Composés organiques semi-volatils (gazole)	- procédé lent. - rendement limité. - utilisé sur les hydrocarbures aliphatiques. - plus limité pour les hydrocarbures polycycliques et chlorés.
	"Biosparging"	Injection d'air dans la nappe phréatique (au niveau de la zone saturée)	Composés volatils tel que solvants chlorés et hydrocarbures pétroliers volatils (essences, kérosène).	Le rendement du procédé peut eut atteindre 99%.
	Pompage et traitement	Traitement des pollutions des zones saturées ou insaturées du sol. L'eau pompée est traitée à la surface et enrichie en nutriments minéraux, oxygène et parfois en microflore adaptée au polluant, avant d'être réinjectée dans les poches contaminées du sol.	Composés organiques.	Procédé lent.
Traitement ex-situ	Traitement en tas	"Land-farming"	Hydrocarbures (fuel)	- durée importante. - coût peu élevé. - nécessité de l'espace.
		Terre biologique (bioterre)	Hydrocarbures (fuel, solvants Chlorés, kérosène)	- coût modéré. Nécessité de l'espace.
	Bioslurry (traitement en bioréacteur)	Traitement du sol pollué dans un ou plusieurs réacteurs sous forme de boue avec ajout d'ingrédients nécessaires à la biodégradation ; Contrôle des paramètres physicochimiques tel que le pH.	Composés organiques hydrocarbonés semi- ou non volatils (gasoil, fuel, HAP)	- bon rendement. - contrôle précis des paramètres physicochimiques.

# **PARTIE EXPERIMENTALE**

## **Chapitre II**

### **Etude des interactions argile-polymères et Propriétés de filtration**

Généralement, sur tout le territoire algérien, les principaux fluides de forage utilisés sont une boue bentonitique au démarrage, des boues aux polymères pour les phases de forage intermédiaires (WBM), et des boues émulsionnées inverses (OBM) pour les phases réservoir. Sur le champ de Hassi Messaoud, à l'exception de la première phase, la totalité du puits est forée avec une boue émulsionnée inverse à différents rapports Huile/Eau. Bien que les systèmes WBM assurent souvent les principales fonctions, leur efficacité et/ou rentabilité sont souvent critiquées du point de vue de l'avancement et de la stabilité des parois argileuses : ils ne peuvent jamais atteindre les performances des fluides émulsionnés (OBM), alors que ces derniers sont surtout critiqués du point de vue de la pollution et de leur impact sur l'environnement. Les principales méthodes d'inhibition du gonflement des argiles, utilisées seules ou combinées, consistent à :

- augmenter la viscosité du filtrat,
- réduire la perméabilité des argiles,
- agir sur la pression osmotique entre la boue et la formation traversée

Cette inhibition est fondée sur une bonne optimisation de la formulation des fluides de forage (type et concentration en additifs).

Le présent chapitre traite :

- d'une part, des performances des solutions de polymères utilisés (influence de différents facteurs sur leur rhéologie et leurs propriétés physico-chimiques);
- d'autre part, de l'influence de ces polymères sur la rhéologie et les propriétés des fluides de forage.

Dans cet objectif, nous proposons une nouvelle méthode basée sur le suivi des propriétés de filtration de trois systèmes de fluides modèles (PHPA, Glycol et Silicate de sodium) à travers des pastilles d'argiles compactées. L'évaluation de la méthode proposée repose sur l'étude des propriétés des systèmes à base de polymères inhibiteurs à différentes échelles.

## **II.1 Généralités sur les argiles présentes au niveau des champs Algériens**

Un aperçu sur la variation minéralogique des formations de quelques puits pétroliers algériens est donné afin de relier la minéralogie de ces argiles aux choix des systèmes de fluides de forage inhibiteurs correspondants. Dans le cadre des puits déjà forés, la lithologie et la description géologique couplées aux paramètres physico-chimio-mécaniques des zones argileuses ont permis d'établir une cartographie de ces gisements (**Chabouni et Djebabssa, 1996**). Cette carte sert de base aux programmes de forages ultérieurs puisqu'elle renseignera sur les formations traversées et éventuellement sur les problèmes rencontrés. Cette approche est rationnelle puisqu'il s'agit de collecter des informations sur la base d'expériences acquises sur les boues utilisées dans des puits voisins et de les corrélérer avec des données de laboratoire.

Certains types de problèmes liés à la présence d'argiles sont répertoriés dans le **Tableau II.1**. Les argiles sont issues de plusieurs niveaux géologiques (crétacé, jurassique, trias, carbonifère, dévonien, silurien, ordovicien). Les argiles gonflantes sont ainsi concentrées principalement dans les formations évaporites du lias et du sénonien, mais la composition minéralogique n'est pas nécessairement variable en fonction du type d'argile.

**Tableau II.1** : Quelques problèmes de forage sur les champs algériens

Nombre d'échantillons/ puits algérien	50/ Hassi R'mel	315/ In Salah	150/ HMD	388/ Brides	55/ Touggourt
<b>Minéralogie</b>	K, I, Chl	I, I-Mt, K, Chl	I, Chl, K, I-Mt	I, Mt, I-Mt, K	I, Chl, I-Mt
<b>Type d'argile</b>	Gonflante, dispersible	Feuilletée	Dispersible, fluante	Gonflante	Fluante
<b>Problèmes de forage</b>	Pertes de circulation	Pertes, cavages et coincements	Coincements, pertes	Coincements	Coincements

Les argiles sont classées par ordre de fréquence avec K: Kaolinite, I: Illite, Chl: Chlorite et I-Mt: Illite-Montmorillonite.

Dans les formations analysées, une amélioration des vitesses d'avancement est signalée grâce à la généralisation des OBM. En effet au début des forages, vers 1960-1980, l'avancement se faisait en moyenne sur quelques mois allant de 3 jusqu'à 25 mois, alors que depuis 1985, avec l'utilisation des fluides émulsionnés, cette durée varie généralement de quelques semaines à 3 mois au maximum. Cette situation est observée en particulier sur le champ de HMD où le programme classique de forage se faisait au démarrage avec une boue bentonitique suivie par une boue salée saturée, puis avec une boue émulsionnée. La caractérisation physico-chimique des différentes phases solides et des fluides utilisés fait appel à de nombreuses techniques analytiques citées en **Annexe II**.

## **II.2 Caractérisation des argiles du champ de Hassi Messaoud (HMD)**

### **II.2.1 Composition minéralogique**

Les compositions minéralogiques de quelques échantillons prélevés dans les formations traversées sont présentées dans le **Tableau II.2**. Dans les cuttings de Hassi Messaoud, l'illite est prédominante jusqu'à 90% et présente une tendance à la dispersion. La kaolinite se trouve en moindre proportion avec la chlorite, dans certains échantillons à l'état de traces. Le fort pourcentage en interstratifiés illite-montmorillonite surtout dans le lias est généralement expliqué par le fait que les argiles sont présentes dans le sel qui préserve leur humidité et les rend plastiques donc plus aptes à amortir les contraintes.

En effet, le sel constitue un ralentisseur de la diagenèse car il rend les argiles imperméables.

**Tableau II.2 : CEC et Composition minéralogique des échantillons de HMD**

Echant. profond. (m)	CEC (még./100g)	Minéraux argileux (%)				Minéraux non argileux (%)						
		K	Chl	I	I-Mt	Quartz	Calcite	Dolomite	Feldspath	Barite	Anhydrite	Halite
815	16	tr	-	Tr	-	1	45	37	-	1	13	1
900	18	tr	-	Tr	Tr	1	81	7	-	1	2	6
920	24	25	25	35	15	1	4	20	-	tr	69	2
1060	21	-	-	75	25	25	6	17	-	1	15	2
2693	15,3	30	25	35	10	70	13	2	3	-	3	-
2843	14,7	30	50	10	10	60	4	-	1	-	-	-
2903	11	30	40	20	10	84	2	2	-	-	-	-
Turonien Top	5,65-28,2	13	Tr	45	-	tr	30	2	-	-	3	tr
Turonien Medium	6,3-22	-	-	-	-	3	38	19	-	4	36	-
Turonien Bottom	3,4-18	-	Tr	-	-	tr	81	18	-	-	1	tr
Cénom. Top	6-14	-	Tr	-	-	tr	-	23	-	-	77	tr
Cénom. Bottom	5-12	-	Tr	-	-	tr	Tr	12	-	-	88	-
Albien Top	27,5	tr	Tr	80	-	16	Tr	2	tr	tr	2	tr
Albien Bottom	24	14	11	47	-	28	-	Tr	tr	tr	tr	tr
Aptien Top	25,5	8	4	66	-	15	-	7	tr	tr	tr	tr
Aptien Bottom	26	-	19.1	48	-	2	-	30	-	tr	tr	1
Barém. Bottom	23,4	tr	Tr	90	-	3	-	1	-	tr	6	-
Barém. Top	29,6	12	6.2	43	-	35	Tr	3	tr	-	tr	tr
Néocom.	23	-	4.45	84	-	9	-	2	-	tr	tr	tr
Dogger argileux	21	-	Tr	-	-	8	4	2	-	tr	tr	tr
Réf.	13	5	5	70	20	19	6	8	-	30	13	30

La référence correspond au mélange équimassique des échantillons 1, 2, 3 et 4. Nomenclature des argiles : cf. Tableau II.1. Cénom. : cénomanien, Barém. : barémien, Néocom. : néocomien. tr ; : traces



Ce comportement est largement constaté lors du forage des argiles fluantes au niveau du champ de Hassi Messaoud. Dans certains échantillons on note également la présence de dolomite, calcite, quartz, anhydrite et halite.

Vu l'intérêt porté à la formation du Turonien où il a été signalé plusieurs problèmes de forage, trois échantillons (17, 18 et 19) prélevés à partir de trois niveaux différents (supérieur, moyen et inférieur) ont été sélectionnés pour une étude ultérieure ainsi qu'un autre échantillon de référence (21) obtenu par homogénéisation des échantillons 1 à 4 de la phase 16", la plus importante du champ de Hassi Messaoud et où plusieurs problèmes de coincement ont été enregistrés.

Dans l'**Annexe I** on donne quelques détails sur es problèmes majeurs rencontrés sur le champ de HMD.

La détermination de la capacité d'échange cationique (CEC) conduit à des valeurs moyennes qui sont liées à la nature des argiles en présence. En effet illite, chlorite et kaolinite ont plus tendance à se disperser qu'à gonfler. Les valeurs obtenues oscillent entre 3 méq/100g dans le cas des échantillons riches en carbonates à 30 méq/100g d'argile pour les cas fortement argileux (**Tableau II.2**). Signalons l'hétérogénéité des échantillons du Turonien et du Cénomani en où une grande variation de la CEC et de la minéralogie a été observée entre des échantillons issus de la même formation et du même niveau. Cet écart entre les valeurs obtenues soulève des réserves, vu l'étendue des intervalles étudiés (quelques dizaines de mètres).

### **II.2.2 Traitement préliminaire des cuttings d'argiles**

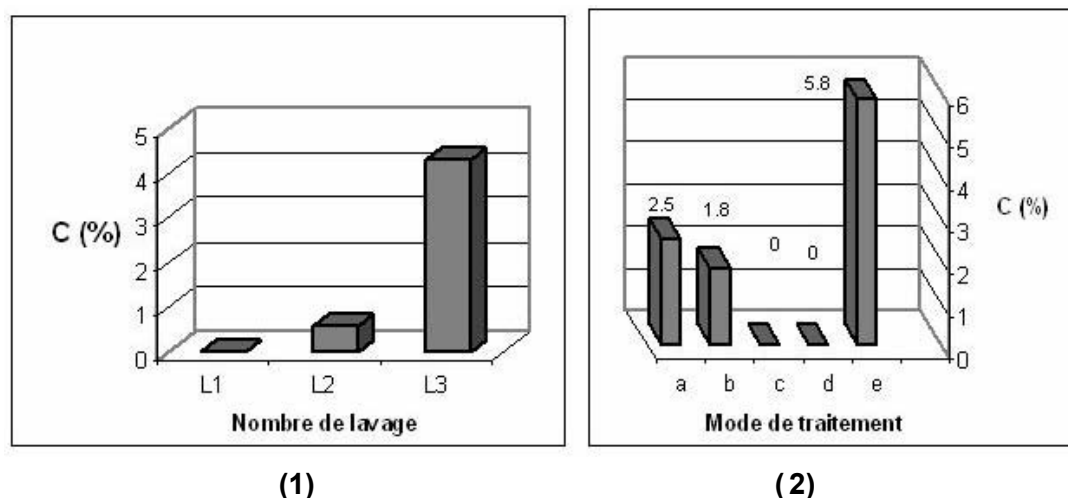
L'évolution de la CEC et de la minéralogie des échantillons d'argiles conduit à étudier l'influence de la représentativité des échantillons de cuttings obtenus selon des méthodes proposées par différents laboratoires. **Chenevert et Pernot (1998)**, étudiant la préservation des argiles, ont montré que la technique de contrôle de l'humidité par dessiccateur est un inconvénient pour l'hydratation des échantillons et ont mentionné que la méthode d'immersion dans l'huile peut être utilisée pour maintenir les conditions de saturation des argiles. Les laboratoires **IDF (1988)**, **Baroid (1988)**, **Baker-Hughes/Inteq (2001)**, et d'autres sociétés de services des fluides de forage en 2003 ont proposé un lavage au gazole suivi d'un enveloppement de paraffine pour la préservation des échantillons. **Gupta et Santos (2002)** ont présenté une méthode de préservation des cuttings basée sur leurs immersion dans une saumure (NaCl, KCl ou CaCl<sub>2</sub>) à salinité voisine de celle utilisée dans la formulation OBM.

Les problèmes de contamination de la roche réservoir ont été aussi abordés car certains additifs (tensioactifs) utilisés dans les fluides de forage et de complétion peuvent altérer la mouillabilité de la roche réservoir. **Preston et al. (1988)** ont proposé l'utilisation d'un mélange 50/50 de toluène/méthanol contenant 1% d'hydroxyde d'ammonium pour restaurer l'état natif des échantillons. Face à la diversité des propositions pour pallier la contamination des cuttings par les additifs des fluides émulsionnés, l'efficacité des opérations de lavage est évaluée.

### II.2.2.1 Lavage des cuttings par différents solvants

Les échantillons argileux sont reçus sous forme de cuttings contaminés par la boue de forage à base d'huile. Les échantillons n° 5, 6,7 et 21 (référence) (**Tableau II.2**) ont été étudiés dans le cadre de cette partie du travail.

L'effet des différents modes de traitement (**Figure II.1**) montrent que des lavages au n-hexane ou au toluène, solvants volatils, conduisent à un taux nul en carbone après lavage, alors que la contamination augmente avec les lavages successifs au gazole (pourcentage le plus élevé en carbone total donné par l'analyse organique élémentaire). Le séchage à 105°C durant 2h n'a pas d'influence (**Figure II.1**).



**Figure II.1** : Effet du nombre de lavages par le gazole **(1)** et du mode de traitement **(2)** sur la décontamination de l'argile

(a) argile brute (b) argile brute séchée à 105 °C (c) argile brute lavée avec du n-hexane et séchée à 105 °C (d) argile brute lavée avec du toluène et séchée à 105 °C (e) argile brute lavée avec du gazole et 105 °C b.

L'échantillon de référence a été observé par microscopie électronique environnementale (ESEM) sous différentes conditions d'humidité. Les conditions ont été fixées à 9°C et 8,6 torr pour arriver à 100% d'humidité relative. Bien que les essais d'hydratation aient été effectués jusqu'à 100% d'humidité relative, il n'y a pas eu de gonflement détectable ni sur les cuttings bruts lavés à l'hexane (**Figure II.2**) et séchés, ni sur les cuttings lavés au dichlorométhane + H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (**Figure II.3**). Ces résultats corroborent l'étude par DRX qui indique qu'il y a peu d'argile gonflante (**Tableau II.2**).

La mesure des surfaces des grains réalisée à l'aide du logiciel d'analyse d'image Visio g montre qu'il y a très peu de différence dans la surface des grains entre les échantillons à 15% et à 100% d'humidité relative, ce qui indique un gonflement très faible voire inexistant. La différence entre les échantillons lavés à l'hexane et séchés est de 0,1% et elle est d'environ 5% pour les échantillons lavés au dichlorométhane et à l'eau oxygénée. Cette différence, outre les erreurs de mesures, peut être liée à une hétérogénéité de l'échantillon (**Khodja et al., 2005a**).

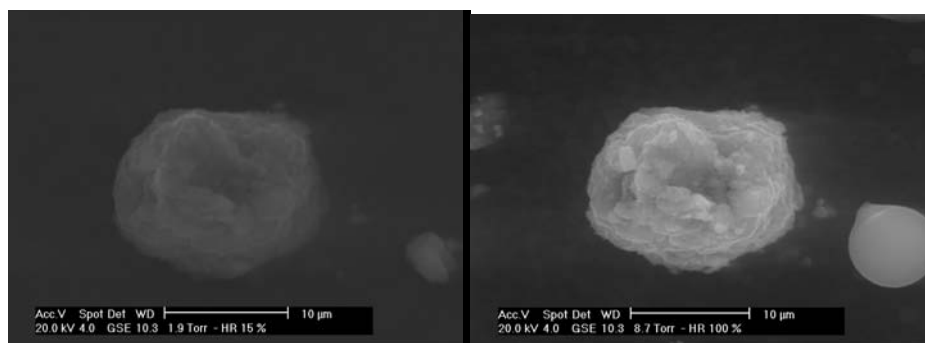


Figure II.2 : Photos ESEM sur des cuttings (échantillon 21) lavés à l'hexane et séchés à 105°C

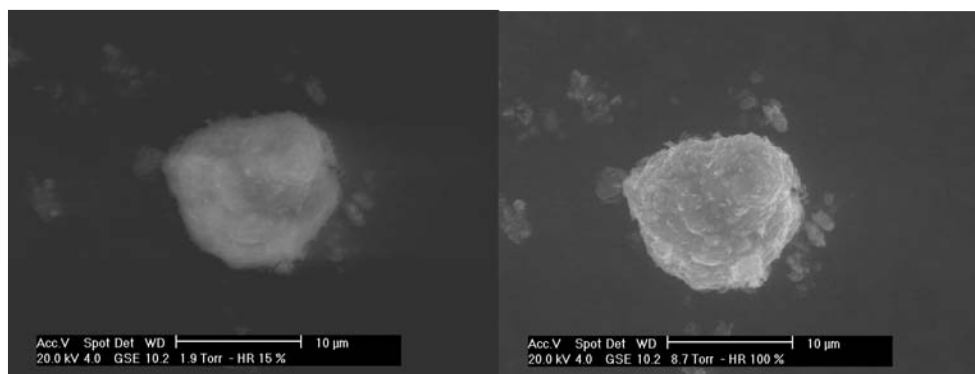


Figure II.3 : Photos ESEM sur des cuttings (échantillon 21) lavés au dichlorométhane et à l'eau oxygénée

### II.2.2.2 Traitement thermique

L'élimination totale de la contamination (teneur en carbone) peut aussi être réalisée par chauffage à 160°C durant 1h30 (Figure II.4a). Des analyses complémentaires par DRX réalisés dans la même gamme de température (de l'ambiante à 200°C) montrent aussi une grande similitude des diffractogrammes (Figure II.4b).

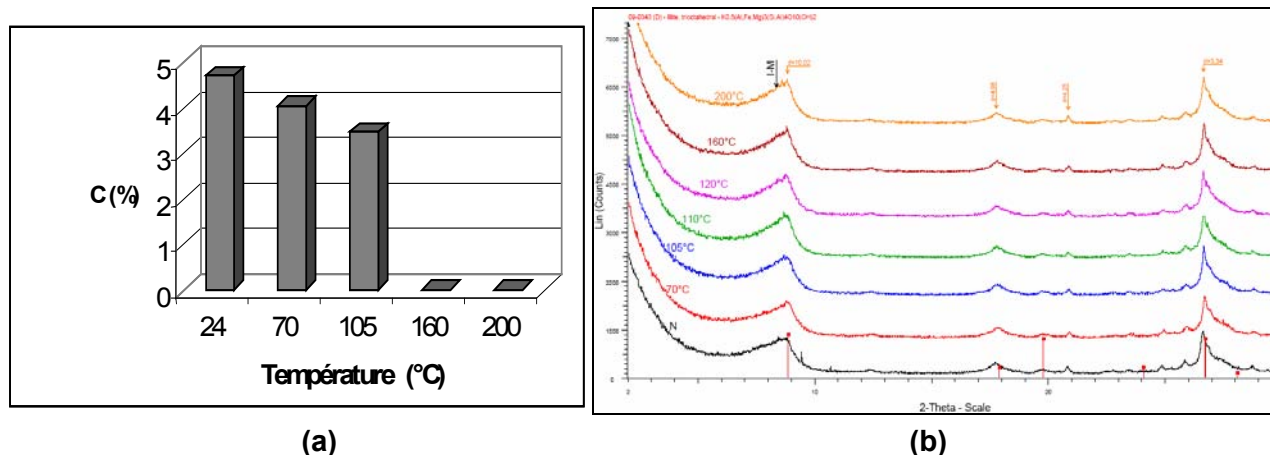
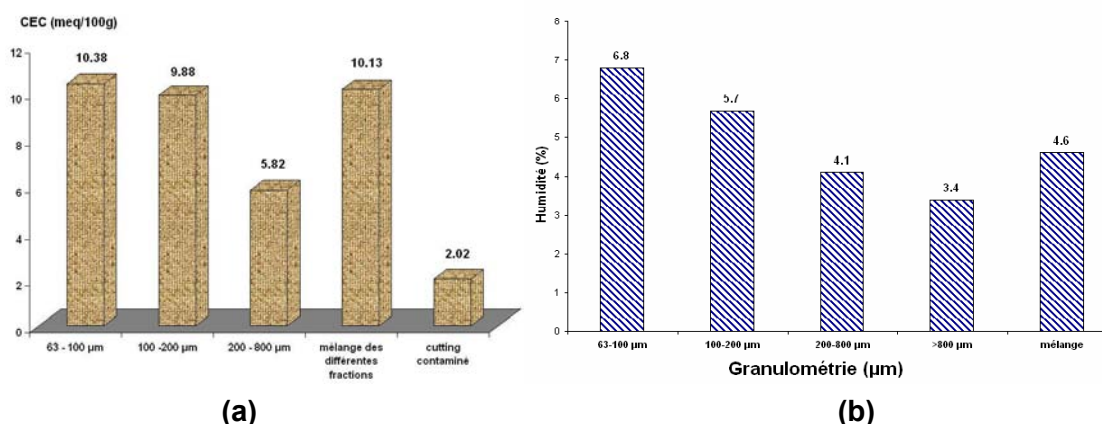


Figure II.4 : Effet de la température (a) sur la décontamination et (b) sur la minéralogie de l'échantillon de référence (n°21 dans le Tableau II.2)

## II.2.3 Réactivité et Morphologie des cutting d'argiles

### II.2.3.1 Contamination organique

La variation de l'humidité (évolution en fonction du temps jusqu'à stabilisation de la masse et de la CEC pour différentes fractions granulométriques est reportée dans la **Figure II.5**. Pour ces essais, 10g de chaque fraction granulométrique de l'échantillon de référence (N°21) (**Tableau II.2**) et 10g du mélange équimassique de ces trois fractions granulométriques ont été mis à l'étuve à 105°C.



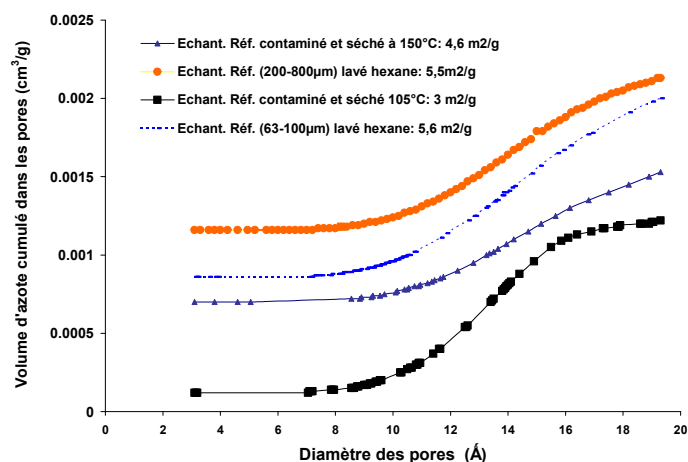
**Figure II.5** : Influence de la granulométrie et de la contamination des cuttings de l'échantillon 21 de référence sur la variation (a) de la CEC et (b) de l'humidité

Une diminution de la CEC est généralement observée avec l'augmentation de la granulométrie et après contamination des échantillons. Cette même tendance a été observée sur des échantillons de bentonite (**Benayada et al., 2003**). L'humidité diminue aussi quand le diamètre des particules augmente, car plus elles sont petites, plus elles offrent de surface de contact aux molécules d'eau. Ainsi, l'intérêt de spécifier la granulométrie des cuttings et le taux d'humidité lors des tests d'inhibition est évident. L'évolution de la teneur en carbone, de la CEC et de l'humidité des différents échantillons, permet aussi de confirmer la qualité des cuttings.

Dans le but de confirmer l'influence de la contamination et de la dimension sur la réactivité, la mesure de la surface spécifique par adsorption d'azote pour différents échantillons et dans différentes conditions a été effectuée (**Figure II.6**). La surface spécifique est plus importante pour les échantillons lavés à l'hexane (5,5 à 5,6 m<sup>2</sup>/g) que pour les échantillons contaminés ou séchés à 105 ou 150 °C (3 à 4,6 m<sup>2</sup>/g). La surface spécifique augmente avec la température du prétraitement puisque celle-ci facilite l'élimination de la contamination issue du gazole et autres additifs utilisés dans les fluides de forage. L'examen des volumes d'azote cumulés dans les différents échantillons (**Figure II.6**) amène deux observations : ces volumes, portés en fonction du diamètre des pores, sont représentés par des courbes en S, ordonnées dans le même sens que les surfaces spécifiques, c'est-à-dire décalées vers le haut

- avec l'élévation de la température de séchage
- et avec l'augmentation du diamètre moyen, de 63-100 µm à 200-800 µm, ce qui reflète une différence dans la morphologie.

**Borst et Smith (1982)** ont estimé la distribution de la dimension des pores des argiles entre 10 et 100Å. Le diamètre des pores augmente durant le chauffage à partir de 150°C (**Wilcox et al., 1984 ; Granapragasam et al., 1995**). Le coefficient de diffusion des ions dans les argiles est typiquement dans l'intervalle  $1 \text{ à } 10 \cdot 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$  (**Ballard et al., 1992, 1993 et 1994**).



**Figure II.6:** Evolution du volume d'azote cumulé et de la surface spécifique pour différents échantillons

### II.2.3.2 Contamination minérale

La contamination minérale peut aussi être évoquée en plus de la contamination organique car l'utilisation de sels (NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>) dans la formulation des boues (WBM ou OBM) peut aussi nuire à la qualité des cuttings récupérés. Pour une bonne exploitation des essais d'inhibition et l'optimisation du fluide de forage, l'expérimentateur doit donc également s'intéresser à l'élimination des sels. Le dépôt des sels, aussi présents dans la composition minéralogique, sur l'échantillon est visualisé sur le cliché MEB (**Figure II.7**).

Les facteurs responsables de la formation des sels sur les cuttings ont plusieurs origines possibles :

- contamination des cuttings par les sels des formations traversées (cas des formations salifères à HMD),
- cristallisation du sel due à une contamination de la boue par les saumures de la formation (cas des venues d'eaux chlorurées calciques à HMD) : les mêmes problèmes de dépôt peuvent être aussi évoqués dans le réservoir et peuvent causer des problèmes d'endommagement,
- recristallisation du sel dissous issu de la phase dispersée de l'émulsion inverse (généralement, phase dispersée saturée en NaCl),
- recristallisation du sel dissous des boues à base d'eau (cas de NaCl, KCl ou CaCl<sub>2</sub>).

L'adsorption de composés organiques et la présence d'un dépôt minéral sur les cuttings d'argiles peuvent produire des effets antagonistes, à savoir d'une part un phénomène de colmatage, action favorable pour la réduction de la perméabilité des argiles et l'amélioration des propriétés de filtration et d'autre part une contamination des cuttings d'argiles, action défavorable pour les tests d'inhibition et d'optimisation du fluide de forage (**Khodja et al., 2005b**). Un traitement préliminaire des cuttings améliore la réactivité des argiles sans pour autant conserver l'état original. La contamination peut affecter énormément les tests d'inhibition et par conséquent induire des erreurs dans l'optimisation des formulations des fluides de forage lors de l'évaluation économique du forage ; une contamination par les sels peut conduire au changement de la force ionique de la solution et affecter le

comportement des argiles vis-à-vis des polymères à tester. Ainsi, lors de la sélection d'un fluide convenable pour l'inhibition des argiles de la formation, il est très important de pouvoir réaliser des essais sur des échantillons représentatifs et non contaminés (Khodja et al., 2005a et b).

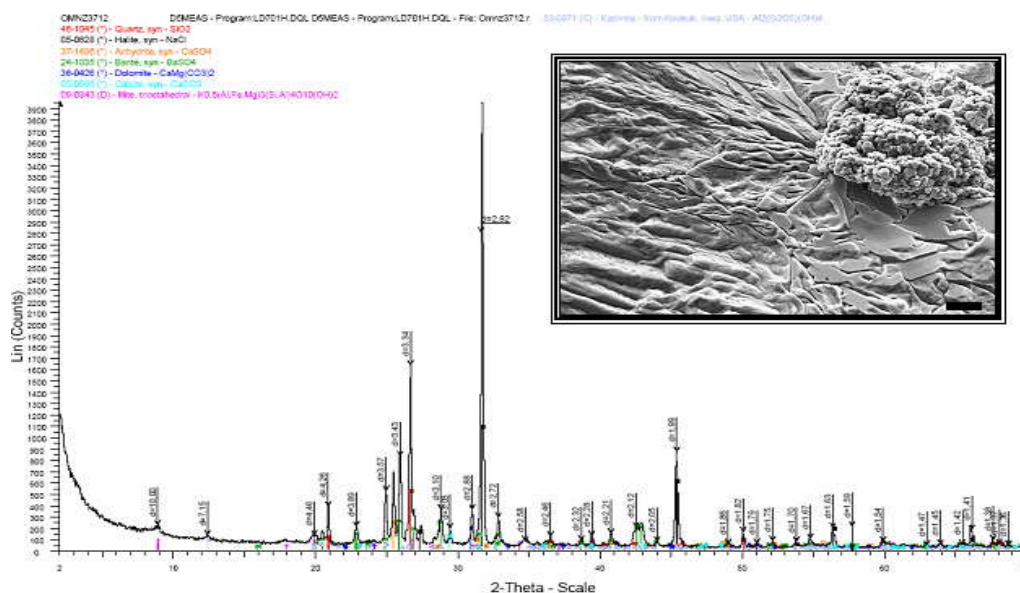


Figure II.7 : Diffractogramme et MEB de l'échantillon de référence 21

## II.3. Les solutions de polymères

### II.3.1 Influence de la concentration et de la nature du polymère sur la rhéologie

Dans l'objectif de sélectionner des formulations de fluides de forage, une étude rhéologique des solutions de polymères utilisés (Xanthane ou XCD, PAC et PHPA) a été effectuée. Le PHPA est utilisé principalement en tant qu'inhibiteur, cependant, il joue aussi le rôle de viscosifiant et de réducteur de filtrat. Les solutions de xanthane ont d'excellentes propriétés de suspension qui ne peuvent être comparées à d'autres polymères à concentrations équivalentes. Leurs propriétés visqueuses ne sont généralement pas affectées par les sels ou la température. Plusieurs travaux ont étudiés des PAC LV (low viscosity) et PAC HV (high viscosity), mais il y a quelques difficultés quant à la désignation un peu vague (en comparaison de composés techniques ou purs) de ces catégories de viscosités. Le PAC LV a été pris comme référence. L'évolution des caractéristiques des systèmes de polymères seuls avec des formulations modèles sans bentonite permet d'étudier le rôle de ces polymères sur les propriétés de filtration, notamment pour la formation du cake. Les rhéogrammes des solutions de polymères pour différentes concentrations sont représentées sur les **Figures II.8 et II.9**.

La variation de la viscosité des dispersions aqueuses de xanthane a été examinée en fonction du gradient de cisaillement. La viscosité, bien que diminuant avec la contrainte de cisaillement, augmente avec la concentration. D'après les rhéogrammes des **Figures II.8 et II.9a**, toutes les solutions montrent un écoulement non Newtonien, déjà observé (Kayacier et Dogan, 2006).

Une caractéristique importante de la rhéologie du xanthane est la présence d'une contrainte seuil, peu visible avec les faibles concentrations; à partir de laquelle débute l'écoulement (**Jasim et Ramaswamy, 2004**). Celle-ci diminue avec la concentration, phénomène lié probablement à la formation d'un gel de structure faible.

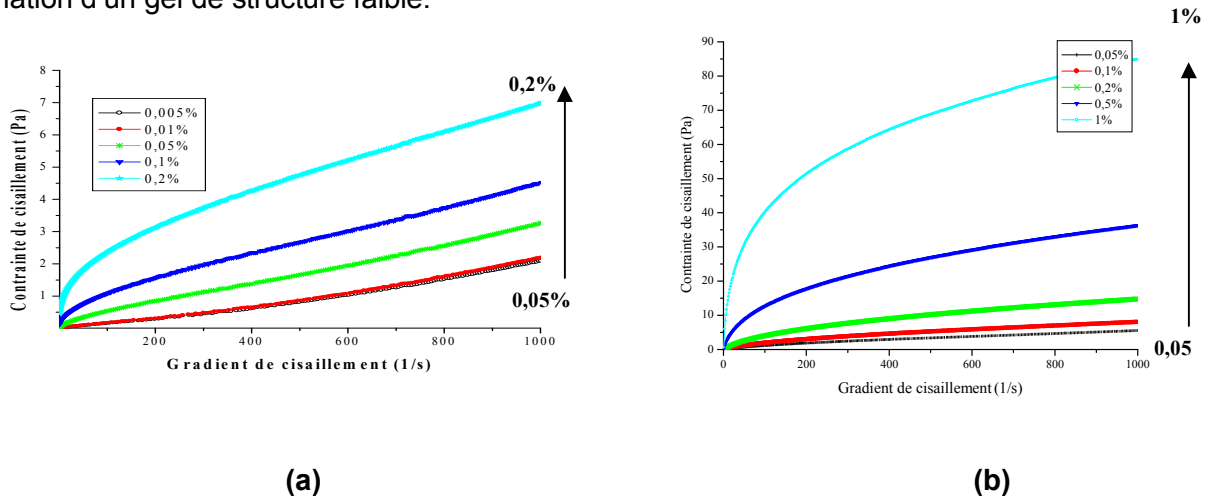


Figure II.8 : Rhéogrammes des solutions du xanthane (a) et du PAC (b)

L'adsorption et la floculation sont le résultat des liaisons d'hydrogène entre les surfaces solides et les groupes hydroxyle des polymères. Dispersées dans l'eau, les macromolécules de xanthane forment des agrégats complexes par liaisons hydrogène et enchevêtrement des chaînes du polymère. En raison de ces réseaux fortement ordonnés, les solutions de xanthane montrent à faible contrainte de cisaillement une viscosité élevée. A plus forte contrainte de cisaillement, une diminution de la viscosité est enregistrée (**Figure II.9a**) due à la désagrégation du réseau et à l'alignement des différentes macromolécules dans la direction du cisaillement (**Khodja et al., 2006a et b**).

De même que pour les solutions de xanthane, les courbes d'écoulement des solutions à base de PAC (**Figure II.8b**) montrent un caractère pseudoplastique. Ce caractère rhéofluidifiant obéit au modèle rhéologique d'une loi de puissance, où la viscosité augmente avec l'augmentation de la concentration du PAC et diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement.

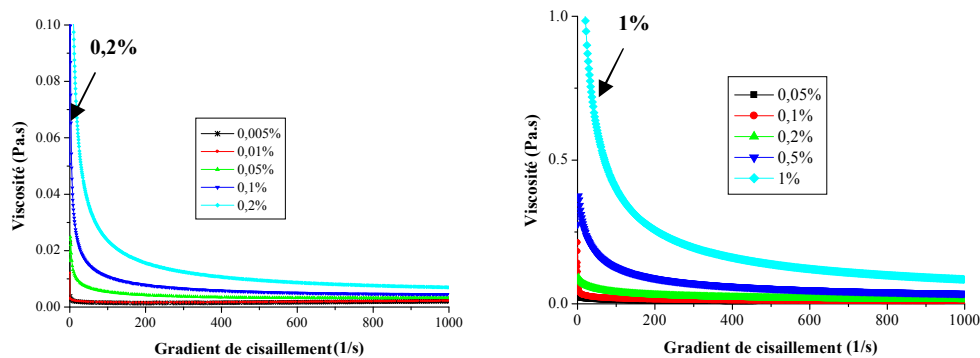


Figure II.9 : Variation de la viscosité des solutions de la gomme xanthane (a) et du PAC (b) en fonction de la vitesse de cisaillement pour différentes concentrations

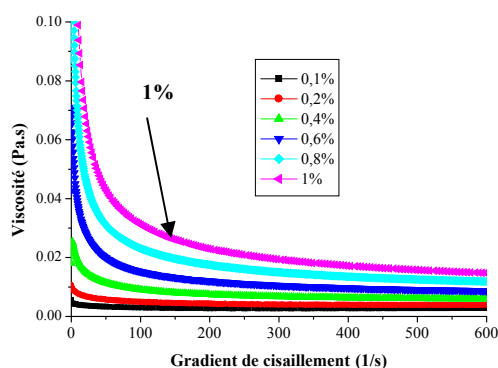
L'augmentation de la viscosité avec la concentration en PAC (**Figure II.9b**) est expliquée par le fait que les groupes carboxy dans la molécule du PAC assurent une bonne dispersion dans l'eau, aboutissant à l'augmentation des frictions entre les particules (**Senthil et al., 2003**). De plus, la répulsion mutuelle entre les charges (sites négatifs créés le long de la chaîne du polymère par dissociation de l'ion  $\text{Na}^+$  du PAC) permet aux chaînes de polymères enroulées aléatoirement de s'allonger linéairement, et de ce fait la viscosité augmente (**Senthil et al., 2003**).

**Versan Kok et Alikaya (2004)** ont signalé pour les calculs hydrauliques l'utilisation de deux modèles : Herschel-Bulkley et la loi de puissance. Ils ont montré que les solutions de xanthane donnent des indices de consistance supérieurs à ceux du PAC. Le modèle de Herschel-Bulkley convient mieux pour décrire les propriétés rhéologiques des solutions de xanthane.

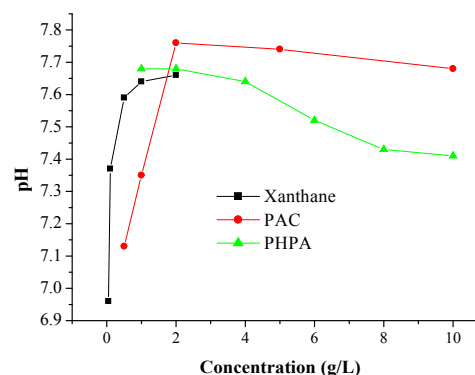
La même tendance est observée pour le comportement rhéologique des solutions de PHPA (**Figure II.10**) comparativement aux solutions de xanthane et de PAC. La viscosité augmente avec la concentration et diminue avec le taux de cisaillement (caractère rhéofluidifiant). **Henderson et Wheatley (1987)** ont montré que la chute de la viscosité intrinsèque résulte de la dégradation du polyacrylamide sous cisaillement.

A cisaillement constant, la dégradation moléculaire peut être réduite par une exposition minimale au cisaillement, mais aussi par une faible concentration et par une force ionique élevée de la solution.

Le suivi de la variation du pH en fonction de la concentration en polymères est reporté sur la **Figure II.11**. Le pH augmente et se stabilise vers une concentration de 1 g/L pour le xanthane et de 2 g/L pour le PAC. Pour le PHPA, polymère anionique et soluble dans l'eau, on remarque un comportement différent du pH avec une tendance stable entre ces deux concentrations, puis décroissante pour des concentrations plus élevées. Cette différence de comportement peut être liée à la structure des polymères, aux variations de la composition chimique et des fonctions organiques présentes, à la charge, ainsi qu'au mode d'agrégation.



**Figure II.10** : Viscosité du PHPA en fonction du gradient de cisaillement

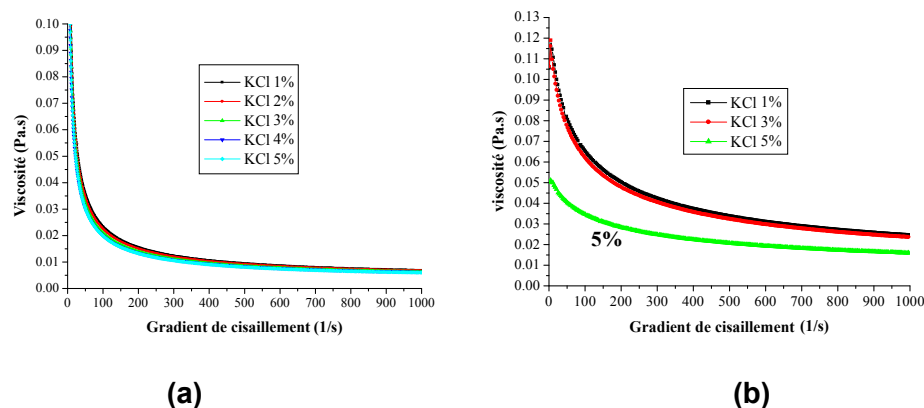


**Figure II.11** : Variation du pH en fonction de la concentration en polymères



### II.3.2 Influence de la concentration en KCl sur la rhéologie

Le comportement des solutions de polymères en présence des différents additifs utilisés conventionnellement pour la formulation des fluides est étudié. Les **Figures II.12a** et **II.12b** présentent l'évolution de la viscosité du xanthane et du PAC en fonction de la concentration en KCl.



**Figure II.12** : Viscosité du (a) xanthane (0,2%) et (b) PAC (0,5%) en fonction du gradient de cisaillement pour différentes concentrations en KCl

En absence de sel, les charges du xanthane ne sont pas écrantées et la macromolécule est globalement plus étendue. Mais en milieu salin, les charges électrostatiques du xanthane sont écrantées. Les chaînes latérales se replient et s'alignent le long du squelette principal en provoquant l'abaissement de la viscosité. Parallèlement, le repliement des chaînes latérales permet au squelette principal de deux macromolécules voisines de se rapprocher et d'interagir plus fortement. En effet, les associations créées entre les chaînes principales sont plus fortes en intensité que celles créées entre chaînes latérales et chaînes principales. La **Figure II.12a** cependant, ne montre pas une différence appréciable pour les différentes concentrations en KCl. Pour les solutions de PAC (**Figure II.12b**) aux faibles forces ioniques, la rigidité et l'extension de la chaîne en solution résultent principalement des forces de répulsion électrostatiques entre les groupements chargés situés le long de la chaîne.

L'augmentation de la force ionique réduit ces répulsions, la flexibilité du polymère augmente, ses dimensions diminuent et on observe une réduction importante de la viscosité de la solution. Les polymères anioniques flexibles (cas du PAC), sont particulièrement sensibles aux cations divalents ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) et monovalents ( $\text{K}^+$ ), qui sont susceptibles de se fixer sur les groupes chargés du polymère. Ceci provoque une déshydratation qui dans certaines conditions conduit à une précipitation du polymère et une chute directe de la viscosité. Cette baisse de viscosité est nette pour les concentrations élevées en KCl (5%). La différence de comportement par rapport aux solutions du xanthane peut être liée à la différence de charge et de modes d'associations des molécules de polymères dans un environnement de force ionique élevé (**Khodja et al., 2006a**).

La dépendance à la concentration en sels a été montrée dans plusieurs travaux qui ont étudié la conformation des molécules de xanthane.

### II.3.3 Influence de l'addition de bentonite sur la rhéologie

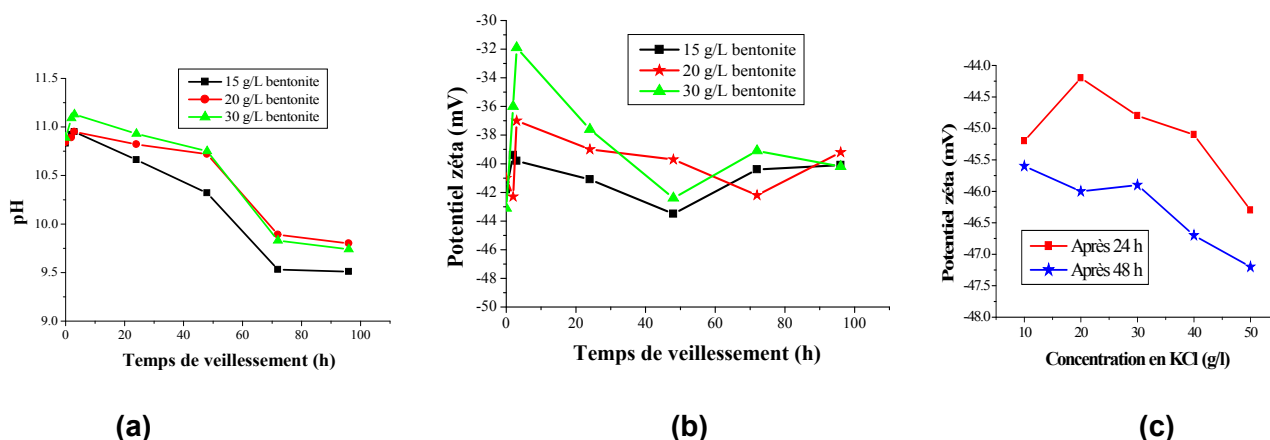
La bentonite utilisée est la bentonite algérienne de Maghnia avec une teneur en argile de 83% dont 95% de montmorillonite et 5% d'illite. Les minéraux non argileux sont principalement du quartz (13%) et de la calcite (4%) avec des traces de feldspaths et de dolomite.

La composition chimique globale est: SiO<sub>2</sub> (46,12), Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (18,03), Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (1,62), Na<sub>2</sub>O (1,19), MgO (0,87), K<sub>2</sub>O (0,65), MnO (0,16) avec une perte au feu de 28%. Le test de conformité réalisé selon la norme **API (2004)** est positif, avec une viscosité plastique de 12 cP, un rendement (Yield) de 25 et un filtrat API inférieur à 15 mL (11 mL). Sa capacité d'échange cationique est de 80 méq/100 g d'argile. La suspension de bentonite présente un caractère basique (**Figure II.13a**) surtout pour la suspension concentrée (30 g/L). Les valeurs ont tendance à diminuer avec le temps de vieillissement, mais restent toujours dans le domaine basique pour se stabiliser aux environ d'un pH de 9,5-10 (**Figure II.13a**).

Une augmentation de la concentration en bentonite induit une augmentation de charges et de la stabilité pour les différentes concentrations pouvant être liée à des interactions particules-particules et ions-particules. Le potentiel zéta diminue après vieillissement (**Figure II.13b**). Dans une suspension aqueuse diluée, les particules d'argile sont dispersées : ceci est dû aux interactions de la double couche diffuse. En présence d'électrolyte, les particules peuvent se rapprocher et finissent par flocculer. La concentration critique d'électrolyte est liée à la valeur critique de flocculation, 'critical flocculation value' (**Luckham et Rossi, 1999**).

Les propriétés rhéologiques (contrainte de cisaillement en fonction du gradient de vitesse) visualisent la variation des caractéristiques en fonction du temps (**Figures II.14a, b et c**). Les contraintes sont presque similaires à concentration équivalente, voire légèrement plus faible pour le système bentonite + xanthane. Pour l'ensemble des concentrations en KCl de 1 à 5% (**Figure II.14c**), les contraintes de cisaillement assez proches sont les plus faibles des trois séries étudiées.

Mais aux faibles vitesses de cisaillement (moins de 50 s<sup>-1</sup>), on note une faible croissance en fonction de la concentration en KCl. L'agrégation des feuillets assez flexibles conduit à la formation d'un réseau faiblement connecté et donc faiblement flocculé.



**Fig. II.13 :** Variation du pH et du potentiel Zéta en fonction du vieillissement (a et b) et en fonction de la concentration en KCl pour 30 g/L de Bentonite (c)

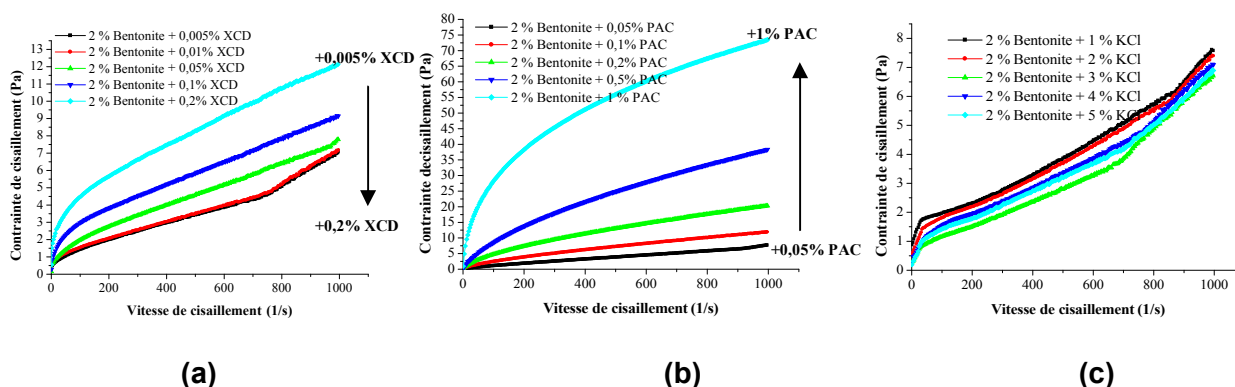


Figure II.14 : Rhéogrammes des suspensions de bentonite à 2% en présence de xanthane (a), PAC (b) et KCl (c)

Ces résultats confirment ceux de **Gungor (2004)** et de **Rushing et Hester (2004)**, qui ont montré que les interactions entre les polymères et les argiles affectent la viscosité des solutions de polymères qui est fonction de la masse moléculaire, de la structure du polymère, et de la qualité des interactions entre le polymère et le solvant.

Les pores lenticulaires ainsi formés par l'agrégation des feuillets ont été observés par plusieurs auteurs (**Loeber, 1992 ; Li, 1996**) sur les cakes de filtration en présence de sels et de polymères. Par ailleurs, **Lafuma et al. (1988)** ont montré que la densité de charge et la conformation spatiale semblent être les paramètres importants contrôlant la floculation des argiles par les polysaccharides. La dimension moyenne des particules de bentonites en solution évolue donc avec l'augmentation du pH.

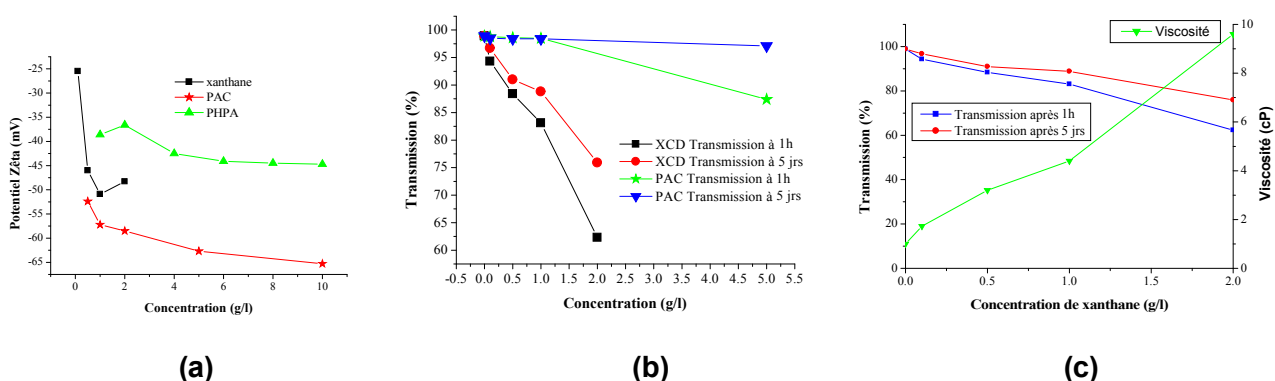
**Wanko et Bekkour (2003)** ont montré qu'une suspension de bentonite à 3% s'écoule dès l'application d'une contrainte (pas de contrainte seuil).

L'ajout de CMC se traduit par l'apparition, puis par une augmentation très sensible d'une contrainte seuil et surtout de la viscosité avec la concentration. Avec l'ajout de 1% de CMC à une suspension de bentonite à 3%, ils ont obtenu une viscosité comparable à celle d'une suspension de bentonite à 6% (sans CMC) avec une contrainte seuil beaucoup plus faible. Pour des gradients de vitesse élevés, un point d'inflexion est observé : la solution passe d'un comportement rhéofluidifiant à un comportement rhéoépaississant, montrant une modification structurale dans ces conditions.

Plus récemment, **Dolz et al. (2007)**, étudiant le comportement des mélanges bentonite-CMC, ont montré que la contrainte de cisaillement est fonction de la concentration en bentonite et en CMC, du gradient de vitesse et du temps d'agitation. **Labille et al. (2005)** ont étudié l'effet de la localisation de la charge sur les propriétés rhéologiques des suspensions argiles-polymères. Le comportement rhéologique est ainsi lié à l'augmentation de taille des particules, qui est la conséquence des interactions face-face, bord-face et bord-bord (**Jada et al., 2006**). **Benchabbane et Bekkour (2004)** ont montré que lors de l'addition de la CMC à une suspension de bentonite calcique, le polymère couvre les particules argileuses et empêche la réorganisation des agglomérats par la connexion face-face.

### II.3.4 Influence de la concentration en polymères sur le potentiel Zêta et sur la transmission de lumière

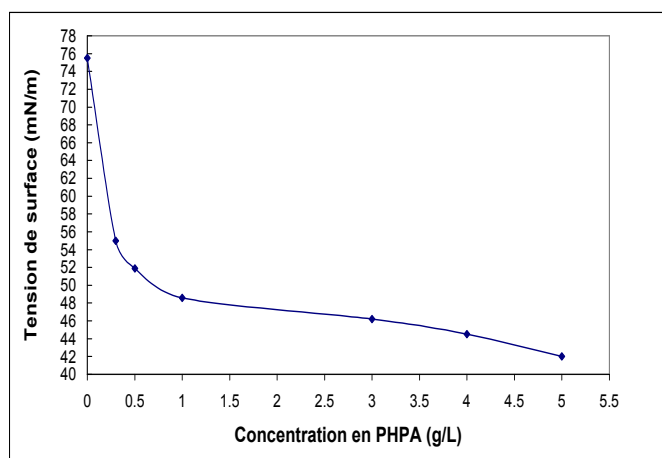
Une diminution jusqu'à une stabilité du potentiel Zêta est généralement observée ( **Figure II.15a**) en fonction de la concentration. Initialement, la densité des chaînes polymères chargées conduit à un potentiel Zêta élevé. L'ajout de molécules augmente les contacts chaînes-chaînes et l'agrégation, réduisant ainsi les charges de la solution. Les **figures II.9** et **II.10** ont montré que la viscosité augmente avec la concentration en polymère. Cette augmentation se manifeste par une diminution de 94% à 62% de la transmission de la lumière (**Figures II.15b** et **II.15c**). Mais après 5 jours de vieillissement, la transmission augmente. Ceci est expliqué par des interactions et agglomérations de solutions de polymères, contrairement à l'état initial où la dispersion était maximale.



**Figure II.15 :** Evolution (a) du potentiel zêta, (b) de la transmission et (c) de la transmission et de la viscosité en fonction de la concentration en polymères

### II.3.5 Influence de la nature des polymères sur la variation de la tension superficielle

La connaissance de la tension superficielle est importante dans la maîtrise des mécanismes d'interaction des polymères avec les argiles. La détermination des tensions superficielles du PHPA (**Figure II.16**) et des autres polymères, seuls et en mélange à 30°C (**Tableau II.3**), a été faite pour une concentration fixée à 1g/L pour toutes les solutions de polymères. A cette concentration, le PAC et le xanthane réduisent peu la tension superficielle de l'eau. Pour une concentration variant de 0 à 2 g/L, la tension minimale obtenue est de 65 mN/m pour le PAC et de 56 mN/m pour le xanthane. En revanche, le PHPA et les silicates abaissent fortement la valeur de  $\gamma$  (comme l'effet d'un tensioactif) et devraient favoriser davantage le mouillage et donc l'inhibition des argiles. Le mélange xanthane/PAC/PHPA donne des valeurs de tension plus faibles que le système xanthane/PAC/silicate.



**Figure II.16:** Evolution de la tension de surface avec la concentration en PHPA

**Tableau II.3** : Tensions superficielles des solutions de polymères à 1g/L, T = 30°C

Solution	Eau	XCD	PHPA	PAC	Silicate	1/3 XCD + 1/3PAC+1/3PHPA	1/3XCD+1/3PAC +1/3 Silicate	1/2 XCD +1/2PAC
$\gamma$ (mN/m)	71,35	56	47,5	65	45,7	40,5	58,5	66,4

**Audibert et Dalmazzone (2006)** ont aussi observé une réduction de la tension de surface avec le mélange xanthane (0,5g/L) et de l'amidon modifié (0,5g/L) passant de 71,6 mN/m pour l'eau à 53,6 mN/m avec le mélange. **Ghannam (1999)** a montré l'effet significatif de la concentration (dans la gamme 0-1000g/m<sup>3</sup>) et de la température (entre 10 et 60°C) sur la tension de surface des solutions de polyacrylamide. La tension de surface de l'eau distillée (72,5 mN/m) augmente initialement avec l'addition de polyacrylamide puis chute à une valeur minimale pour 200 g/m<sup>3</sup> de polyacrylamide. La température fait diminuer également les tensions de surface.

## II.4 Les fluides de forage

L'évolution des caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques sera étudiée pour des systèmes de fluides avec et sans bentonite, en présence et en absence de KCl. Le pH est maintenu entre 9 et 11 par l'ajout d'une solution de soude. Les formulations sélectionnées et leurs caractéristiques sont présentées respectivement dans les **Tableaux II.4** et **II.5**.

**Tableau II.4** : Formulation des fluides de forage pour 1litre d'eau

Formulation	Bentonite	Xanthane	PAC	KCl	PHPA	Glycol	Silicate
F1	20 g	1 g	5 g	30 g	5 g	0 g	0 g
F2	20 g	1 g	5 g	0 g	5 g	0 g	0 g
F3	0 g	4 g	15 g	30 g	8 g	0 g	0 g
F4	0 g	4 g	17 g	30 g	0 g	8 g	0 g
F5	0 g	2 g	10 g	30 g	0 g	0 g	10 g

### II.4.1 Influence des additifs sur les propriétés rhéologiques et de filtration

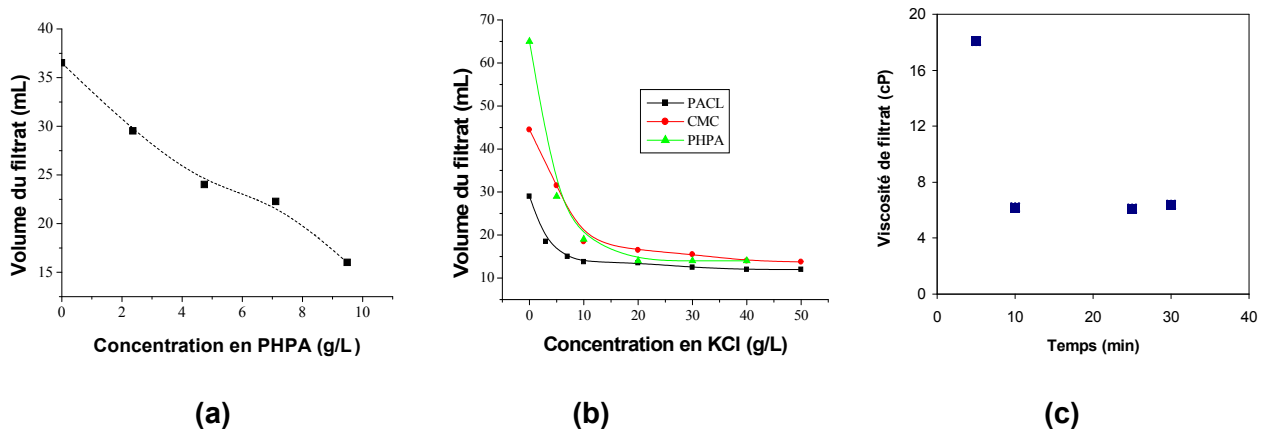
Les résultats montrent des caractéristiques rhéologiques et de filtration qui varient selon la composition des fluides. L'utilisation de la bentonite donne en principe une viscosité élevée, due au nombre important de particules (**Su et Shen, 2005**). Cependant la viscosité la plus importante (VP = 43 cP) a été obtenue avec la formulation F3 qui ne contient pas de bentonite mais des concentrations importantes en xanthane et PHPA, donnant un grand filtrat, expliqué par l'absence de bentonite qui favorise la formation du cake et la rétention des polymères.

Par ailleurs, quel que soit l'additif, la variation de sa concentration dans la formulation du fluide affecte les autres propriétés considérées ; le **Figure II.17a** montre clairement une diminution du volume de filtrat avec la variation de la concentration en PHPA.

**Tableau II.5** : Caractéristiques des fluides de forage à base de PHPA après 24 h

	F1 pH, $\zeta$ (mV)	F2 pH, $\zeta$ (mV)	F3 pH, $\zeta$ (mV)							
<b>Eau + Bentonite</b>	(10,2; -37,4)	(10,1;-38,3)	-		<b>d</b>	<b>VP</b>	<b>YP</b>	<b>Gel<sub>0</sub></b>	<b>Gel<sub>10</sub></b>	<b>Filtrat</b>
					(cP)	(Pa)	(Pa)	(Pa)	(Pa)	(mL)
<b>+ KCl</b>	(10,1; -44,2)	-	(6,8;-24,6)	<b>F1</b>	1,03	22	41	7	8	8,5
<b>+ XCD</b>	(10,1; -46,3)	(10,1;-42,5)	(7,5;-45,5)							
<b>+ PHPA</b>	(10,1;-46,7)	(10,1; -44,1)	(7,1;-43,9)	<b>F2</b>	1,03	31	48	13	20	9
<b>+ PAC</b>	(09,7;-53,4)	(09,6;-52,6)	(7,6;-52,7)							
				<b>F3</b>	1,02	43	42	10	13	20,5

KCl va réagir aussi bien avec les polymères qu'avec la bentonite, et, par conséquent, la viscosité et le seuil d'écoulement (YP) vont diminuer respectivement de 31 cP à 22 cP et de 48 Pa à 41 Pa (F1 et F2 dans les **Tableaux II.5** et **II.6**). En revanche, le volume du filtrat est presque constant (8,5 à 9 mL) mais plus faible que celui obtenu avec la formulation F3 sans bentonite. Pour trois formulations différentes à base de PAC L, de CMC ou de PHPA, le **Figure II.17b** montre d'une part le rôle du PHPA en tant que réducteur de filtrat, en plus de son rôle inhibiteur, et d'autre part l'influence du KCl sur le volume du filtrat. La présence de KCl, en plus de son effet sur la viscosité, favorise la floculation de la bentonite, condition recherchée pour former un meilleur gâteau de filtrat (filtre-cake). Cette floculation est bien visualisée dans la **Figure II.14c**, où on remarque une similitude des contraintes de cisaillement pour l'ensemble des mélanges bentonite-KCl.



**Figure II.17** : Variation du volume de filtrat du système au PHPA, en fonction de la concentration en PHPA (a), en KCl (b) et la variation de la viscosité du filtrat en fonction du temps (c)

Grâce au caractère anionique des polymères, l'adsorption et la floculation sont favorisées sous l'effet des liaisons hydrogène entre la surface des solides et les groupes hydroxyle des polymères. Le suivi de la viscosité du filtrat du système au PHPA en fonction du temps (**Figure II.17 c**) montre que les premiers volumes du filtrat (concentrés en polymères) sont les plus visqueux ; cette viscosité chute de 18 cP après 5 min à 5 cP après 10 min puis reste constante.

**Tableau II.6 :** Caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides sans bentonite après 24h

<b>Fluide</b>	<b>d</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>YP (Pa)</b>	<b>Gel<sub>0</sub> (Pa)</b>	<b>Gel<sub>10</sub> (Pa)</b>	<b>Filtrat API (mL)</b>	<b>Potentiel <math>\zeta</math> (mV)</b>
<b>F3 (au PHPA)</b>	1.02	<b>43</b>	53.5	42	10	13	<b>20.5</b>	-52.7
<b>F4 (au glycol)</b>	1.01	<b>45</b>	68.5	47	7	8	<b>21</b>	-44.5
<b>F5 (au silicate)</b>	1.01	<b>85</b>	94	18	20	22	<b>11.5</b>	-54.1

L'influence de la concentration en électrolyte et du pH dans l'association des particules de montmorillonite a été largement discutée dans la littérature depuis les premiers travaux de Mac Ewan et Pratt (1957). **Van Olphen (1963)** a montré qu'à pH acide les bords des feuillets argileux sont chargés positivement.

**Brandenburg et Lagaly (1988)**, se basant sur des données rhéologiques de suspensions concentrées de montmorillonite-Na<sup>+</sup>, ont montré que dans la région de pH 5-7,5, les contacts bord-bord sont détruits due à la faible densité de charge. **Keren et al. (1988)** ont déterminé comme valeurs de la concentration critique de floculation pour des suspensions aqueuses de montmorillonite -Na<sup>+</sup> (0,1% massique) : 10, 13, 31 et 44 mM/L de NaCl correspondant respectivement à des pH de 5 ; 7,5 ; 8,5 et 9,8. D'autres auteurs ont montré que, sous une faible pression de filtration (API : 100 psi), l'organisation des argiles est maintenue par des interactions face-bord. **Benna et al. (1999)** ont montré que les gels formés dans les suspensions de bentonite sont influencés par la variation du pH.

La déstabilisation des suspensions argileuses sont les interactions électrostatiques gouvernées par le contrôle du pH et l'addition du polymère. **Benna et al. (2001)** ont spécifié que la rétention de l'eau est plus importante dans le cas du pH acide (liée aux attractions bord-face) par rapport au pH neutre (liée aux répulsions face-face). En principe, à pH < 6,5, les charges positives des bords interagissent avec la charge négative basale, cependant, les interactions bord-face ne sont pas considérées à faible force ionique (**Tombácz et Szekeres, 2004**). **Mahto et Sharma (2004)** ont montré que l'addition d'un autre polymère (gomme de tamarin) au mélange bentonite -PAC conduit à des propriétés rhéologiques acceptables avec un filtrat optimal pour de faibles concentrations, ce qui met en évidence le rôle des nouvelles structures formées sur la qualité du gâteau. Le contact entre les particules argileuses est généralement plus probable à faible pH et à faible concentration en sel (**Lagaly, 1989**).

#### **II.4.2 Influence des additifs sur les propriétés électrocinétiques**

L'intervalle de variation du potentiel Zêta obtenu pour les trois formulations F1, F2, et F3 est assez similaire (de -37 à -53 mV) (**Tableaux II.4 et II.5**). L'ajout des additifs comme KCl par exemple à la boue bentonitique fait varier le potentiel Zêta. En présence du KCl, le potentiel Zêta de valeur négative augmente vers des valeurs plus négatives (**Figure II.13c**). La variation progressive du potentiel Zêta est expliquée par le fait que l'ajout des additifs (polymères de même type de charge) à la suspension de bentonite ne fait qu'augmenter le potentiel global de la solution. Les valeurs du potentiel Zêta oscillent entre -38 et -44 mV, pour l'ensemble des concentrations de bentonite (15, 20 et 30 g/L) après 24 h (**Figure II.13b**). **Ece et al. (2002)** ont obtenu - 32,40 mV pour des suspensions de bentonite calcique.

Le potentiel Zêta est de - 25 mV pour les faibles concentrations en xanthane (0,2 g/L), alors qu'il augmente à - 45/-50 mV pour les concentrations variant de 0,5 à 2 g/L (**Figure II.15a**), et reste stable pour les fortes concentrations. Pour le mélange des solutions bentonite + xanthane : F2 (**Tableaux II.4 et II.5**) le potentiel augmente légèrement de - 38,3 mV pour la suspension de bentonite seule (20 g/L) à - 42,5 mV après l'ajout de 1 g/L de xanthane. Cette variation s'explique par l'apport des charges de molécules de xanthane à la solution et par l'influence des nouvelles structures formées (bentonite-xanthane) qui augmentent la viscosité et font varier le potentiel Zêta.

L'évolution du potentiel Zêta de la solution de PHPA seul montre une variation de - 37 mV pour 2 g/L à des valeurs pratiquement stables (- 44 mV) pour des concentrations variant de 6 à 10 g/L (**Figure II.15a**). Le potentiel Zêta varie légèrement à -42 mV avec l'ajout du xanthane et après l'ajout de 5g/L de PHPA à -44 mV, soit la même valeur que la solution du PHPA seul à 5g/L (**Tableau II.6 et Figure II.15a**). Les faibles variations du potentiel peuvent être liées à la variation de la viscosité des solutions. Les solutions les plus concentrées sont les plus visqueuses, ce qui a un effet sur la mobilité électrophorétique des molécules augmentant ainsi le potentiel Zêta (**Khodja et al., 2006a et b**).

Les valeurs du potentiel Zêta du PAC seul, en solution (**Figure II.15a**) oscillent entre - 52 mV pour 0,5g et - 66 mV pour 10g de polymère. Elles deviennent donc plus élevées en valeur absolue avec l'augmentation de la concentration. Le potentiel du mélange des polymères est influencé par le potentiel du PAC (charge et comportement en solution).

Cette évolution peut être expliquée par le fait que les polymères utilisés en solution sont en état de répulsion permanente en présence de charge de même signe. Avec l'ajout progressif des polymères à la suspension initiale de bentonite, la force ionique et la viscosité augmentent, sans pour autant provoquer la floculation (**Khodja et al., 2006a et b**).

Ceci reste valable avec les polymères utilisés et dans la gamme de concentration étudiée. Les **Figures II.14a et II.14b** montrent la même tendance du point de vue viscosité après l'ajout des polymères à la suspension de bentonite.

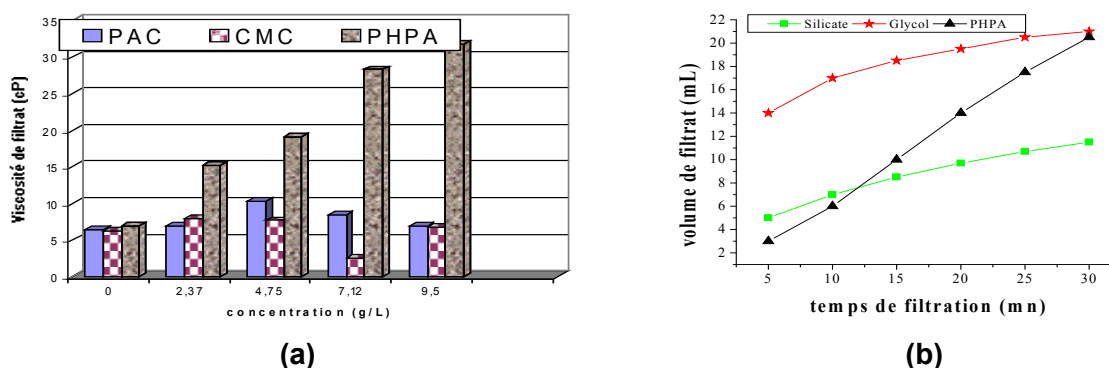
Les travaux de **Gungor et Karaolan (2001)** et **Yalcin et al. (2002)** ont montré que l'ajout d'un tensioactif (SDS) à une suspension de bentonite augmente la viscosité et réduit le potentiel Zêta. **Rushing et Hester (2004)** ont développé une relation prenant en charge la contribution des forces électrostatiques sur le comportement des solutions de polymères en solution saline.



### II.4.3 Etude comparative des performances des fluides de forage

Le choix des boues aux polymères (KCl/PHPA, KCl/Glycol et KCl/Silicate) a été dicté par leur large utilisation sur les chantiers de forage du fait du meilleur pouvoir inhibiteur de ces polymères. Les caractéristiques des fluides (**Tableau II.6**) des trois formulations F3, F4, et F5 sélectionnées précédemment (**Tableau II.4**) ont été étudiées. Celles-ci ont des concentrations identiques en KCl, avec la présence de PAC et de xanthane, mais sans la présence de bentonite. La formulation F3 contient du PHPA, F4 du glycol et F5 du silicate, comme additifs supplémentaires.

Il est important de rappeler que la viscosité des solutions de polymères, ainsi que celle des filtrats correspondants, varie globalement avec la concentration (**Figure II.18a**). Elle augmente fortement avec le PHPA qui exhibe de bonnes propriétés d'inhibition par rapport aux agents réducteurs de filtrat CMC et PAC (**Figure 18a**). Les volumes de filtrat augmentent avec le temps pour les trois systèmes (**Figure II.18b**). Le système au PHPA débute par le plus faible filtrat qui devient égal après 30 min à celui du système au glycol. Cette tendance peut être expliquée par le mode d'association initiale des molécules de PHPA qui sous l'effet de la pression de filtration vont finir par traverser le filtre, surtout en absence d'argiles. Ce résultat est confirmé par l'augmentation de la viscosité du filtrat, d'une part avec la concentration en PHPA (**Figure II.18a**) et d'autre part en fonction du temps (**Figure II.17c**). Que ce soit pour la boue ou pour le filtrat, le système au PHPA donne des contraintes de cisaillement plus importantes par rapport aux systèmes au glycol et au silicate (**Figure II.19a et b**).



**Fig. II.18 :** Evolution de la viscosité du filtrat en fonction de la concentration initiale en polymères (a) et du volume de filtrat des systèmes en fonction du temps (b)

Ces résultats montrent que le PHPA est présent dans la même gamme de concentration dans la boue et dans le filtrat. Pour les deux autres systèmes, le gâteau formé est moins perméable et donc le filtrat est moins concentré. Les molécules de silicate et de glycol retenues, engendrent de faibles valeurs des contraintes de cisaillement pour les filtrats. Ainsi, le PHPA en tant qu'inhibiteur possède aussi un bon pouvoir viscosifiant et réducteur de filtrat (**Khodja et al., 2006a**). Les trois systèmes obéissent à un modèle du type loi de puissance. Deux modèles rhéologiques, ceux de Herschel-Bulkley et d'Ostwald de Waele ont été retenus pour décrire les trois rhéogrammes obtenus (**Figures II.19a**) comme cela a été proposé par plusieurs travaux sur les fluides aux polymères (**Jasim et Ramaswamy, 2004 ; Versan Kok et Alikaya, 2004 ; Kayacier et Dogan, 2006 ; Dolz et al., 2007**).

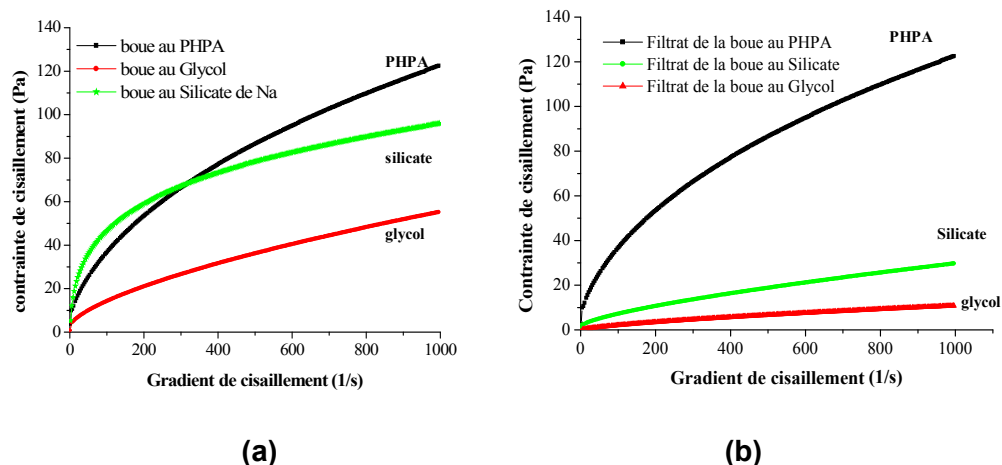


Fig. II.19 : Rhéogrammes des fluides de forage (a) et des filtrats des fluides de forage (b)

Les différences de dimension et de masse moléculaire entre le PHPA, le glycol et le silicate ainsi que l'effet de charge peuvent aussi être des facteurs influents. En effet, la comparaison de l'évolution du potentiel Zêta des trois systèmes (**Tableaux II.4 et II.6**) a montré qu'il est minimal en valeur absolue pour celui au glycol (- 44 mV), alors qu'il est presque identique pour le PHPA (- 52,7 mV) et le silicate (- 54,1 mV).

La comparaison entre les trois polymères (xanthane, PAC et PHPA) montre que, pour une concentration de 1 g/L, le PHPA a donné le potentiel Zêta le plus faible (**Figure II.15a**). En revanche, du point de vue viscosité, pH et tension interfaciale, il a donné les valeurs les plus faibles (**Tableau II.3, Figures II.9a, II.9b, II.10 et II.11**). La comparaison de la transmission entre le xanthane et le PAC a montré que le PAC donne des valeurs plus importantes (**Figure II.15b**), ce qui explique son mode de dispersion comparativement au xanthane. L'augmentation de la viscosité avec la concentration en xanthane est expliquée par une diminution de la transmission qui peut-être liée à une expansion des molécules surtout après vieillissement (**Figure II.15c**), d'où l'importance de la dimension des molécules de polymères dans la variation des propriétés étudiées (viscosité, filtrat, potentiel Zêta, tension interfaciale).

La combinaison de ces trois propriétés (viscosité, tension interfaciale et potentiel Zêta) nous amène à étudier le lien entre mouillage et inhibition. Il est certain qu'une faible viscosité favorise le mouillage. La faible valeur de tension interfaciale du PHPA comparativement au PAC et au xanthane (**Tableau II.3 et Figures II.16**) corrobore les valeurs du potentiel Zêta des trois polymères (**Figures II.15a**).

Pour des concentrations fixes de 1g/L en polymères (xanthane, PAC, PHPA et silicate), le système xanthane/PAC/PHPA a donné une tension interfaciale (40,5 mN/m) plus faible que le système xanthane/PAC/Silicate (58,5 mN/m). Cette différence peut être expliquée par une différence de viscosité (**Tableaux II.4 et II.6**) favorisant le mouillage et par conséquent l'encapsulation, propriété largement discutée dans le mécanisme d'inhibition du système PHPA.

Le potentiel Zêta du système au PHPA est un peu plus (important) faible en valeur absolue que celui du silicate (**Tableau II.6**), mais plus élevé que celui du glycol. Cette situation peut être expliquée par l'effet stérique du PHPA comparativement au glycol et au silicate, donnant au PHPA une propriété d'adsorption plus importante (un bon recouvrement de la surface des argiles) sous l'effet de sa masse molaire ainsi que sa dimension et sa charge. Après contact avec les argiles, les sites chargés négativement de la molécule du PHPA sont attirés par les sites de bord des argiles chargés positivement, donnant lieu à une "encapsulation" C'est ainsi que le phénomène de gonflement est retardé, ainsi que la dispersion et la désintégration, par la création d'une barrière évitant la migration de l'eau et améliorant par conséquent la stabilité des parois (**Khodja et al., 2006b**).

Par ailleurs, malgré son faible effet stérique, le système au silicate (F5) qui a le potentiel Zêta le plus négatif, est le mieux classé en terme d'inhibition. Le système au silicate a donné la plus grande valeur de viscosité,  $VP = 85$  cP, soit deux fois plus que la viscosité du PHPA (F3) et du glycol (F4), le plus grand  $gel_{0/10}$  (20/22) et le meilleur filtrat  $API=11,5$  mL (valeur moitié du filtrat des systèmes au PHPA et au glycol). Ces propriétés sont largement recommandées dans les mécanismes d'inhibition (**Baker et Garisson, 1939 ; van Oort, 2003**).

Ainsi, la comparaison de la performance du PHPA et des silicates montre deux mécanismes différents. Le PHPA agit principalement par encapsulation et par interaction argile-polymère, alors que le silicate agit, en plus de sa dimension, par l'effet des propriétés rhéologiques et de filtration. Pour des concentrations en additifs fixes et identiques (XCD et PAC), les propriétés du système au silicate favorisent plus l'inhibition que le système au PHPA.

La comparaison entre les systèmes au PHPA et au glycol ayant de volumes de filtrat identiques (20,5 et 21 mL) et des viscosités plastiques similaires (43 et 45 cP) montre d'une part des gels et un effet stérique plus important pour le PHPA et d'autre part une différence dans le potentiel Zêta : - 44, 5 mV pour le système au glycol et - 52,7 mV pour le PHPA. Cette différence de potentiel peut certainement affecter l'intensité des interactions argiles-polymères en conférant aux molécules de glycol une adsorption meilleure avec une mobilité supérieure, vu leur faible dimension. Dans ce cas également, l'effet électrocinétique semble l'emporter sur l'effet stérique, car le système au glycol, malgré la faible dimension des molécules, a donné un potentiel Zêta plus faible que celui du système au PHPA et par conséquent il peut être considéré plus inhibiteur, surtout vis-à-vis d'argiles gonflantes.

**Cliffe et al. (1995)** en étudiant les systèmes glycol-argile ont montré que les fluides contenant du KCl et du glycol sont plus stables dans l'eau que ceux sans KCl ou autres ions ( $Na^+$ ,  $Ca^{++}$ ). En fonction de ces observations, les auteurs ont évoqué les mécanismes d'inhibition de la dispersion des argiles par les glycols. Ces molécules ont montré un pouvoir effectif pour l'inhibition des argiles. Ils réduisent la dispersion des argiles (cuttings) dans le milieu par la réduction du gonflement et par conséquent réduisent les problèmes de stabilité des parois et augmentent l'avancement du forage (**Reid et al., 1993 ; Aston et Elliot, 1994**). En complément à ces résultats et dans un souci d'exploiter les différentes tendances observées, les propriétés de filtration seront étudiées dans le cadre de la proposition d'une nouvelle méthode d'évaluation de la performance des polymères inhibiteurs utilisés dans les fluides de forage.

## **II.5 Essais de filtration sur pastilles**

### **II.5.1 Préparation et caractérisation des pastilles**

Toutes les techniques d'inhibition citées dans le **Chapitre I** sont importantes, cependant certaines ont été critiquées du point de vue faisabilité, coût, précision et/ou conditions d'utilisation. La recherche de nouvelles techniques rapides et faciles, est toujours d'actualité pour prendre en charge l'évaluation de la diversité de produits et d'additifs proposées pour l'inhibition du gonflement des argiles au cours des opérations de forage.

Il apparaît évident que le choix de solutions presque universelles ne peut se faire qu'après un effort de compréhension des mécanismes menés par des études physico-chimio-mécaniques des roches.

L'utilisation d'une quantité d'eau de 10%, souvent recommandée pour la préparation des pastilles comprimées, peut affecter les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité). Plusieurs travaux démontrent le rôle de l'humidité initiale sur les propriétés d'écoulement, d'où l'incidence sur les techniques d'inhibition. Par ailleurs, la méthode de dispersion en "hot rolling" propose une granulométrie assez large, qui ne permet pas d'assurer une bonne homogénéité car la granulométrie initiale des cuttings affecte les propriétés de filtration et d'inhibition.

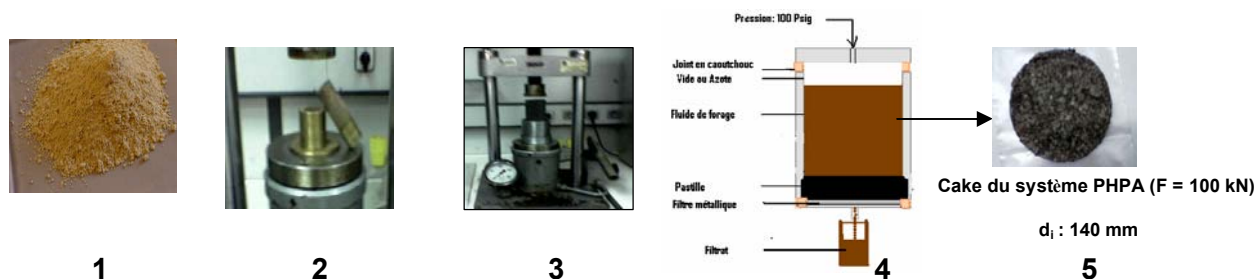
Le test de filtration sur pastilles combiné à un effet de compactage, tentera de préserver l'état initial des cuttings et sera plus représentatif (**Khodja et al., 2006c et 2008**). Pour l'ensemble des essais de filtration sur pastilles, l'échantillon de référence n°21 (**Tableau II.2**) a été utilisé en optant pour un lavage au n-hexane et un séchage à l'air libre suivi par un broyage modéré et un tamisage. En termes de diamètres, les classes obtenues sont les suivantes : 36-100  $\mu\text{m}$ , 100-200  $\mu\text{m}$ , 200-800  $\mu\text{m}$  et plus de 800  $\mu\text{m}$ .

Pour la préparation des pastilles, un mélange homogénéisé (24g) soit 6g de chaque fraction a été mis dans la cellule API de filtration ( $d_i$ : diamètre intérieur de la cellule API = 140 mm) et a subi une compaction (**Figure II.20**). Des pastilles de quelques mm d'épaisseur ayant un diamètre de 140 mm sont obtenues.

Les pastilles utilisées dans les expériences de filtration, ont été préparées sous différentes forces de compaction (20 à 160 kN). La porosité et la perméabilité des pastilles ont été mesurées à l'aide d'un porosimètre et d'un perméamètre à l'air (**Tableau II.7**) et les valeurs enregistrées ont été comparées en fonction de la force de compaction, avec celles obtenues lors des tests de filtration des systèmes de boue étudiés. D'une façon générale la porosité et la perméabilité diminuent avec l'augmentation de la force de compaction.

**Tableau II.7 : Propriétés des pastilles**

<b>Force de compaction</b>	<b>Porosité : <math>\Phi</math> (%)</b>	<b>Perméabilité à l'air : <math>K_{\text{air}}</math> (mD)</b>
<b>20 Kn</b>	7,07	19,86
<b>40 kN</b>	6,58	08,86
<b>60 kN</b>	6,03	07,38



**Figure II.20** : Montage et mode opératoire de préparation des pastilles pour filtration

1. Cuttings originaux utilisés dans le test de dispersion conventionnel en hot-rolling,
2. Presse hydraulique utilisée pour la préparation des pastilles cylindriques pour la mesure des caractéristiques pétrophysiques,
3. Méthode de préparation des pastilles pour les essais de filtration dans la cellule API (remplacement du papier filtre API),
4. Cellule API de filtration contenant le fluide avec disposition de la pastille des cuttings en bas de la cellule,
5. Cake obtenu après filtration dans la cellule API (cas du système PHPA,  $F = 100 \text{ kN}$ , diamètre = 140 mm,  $e = 2 \text{ mm}$ ).

**Olchitzky (2002)** a montré que le comportement mécanique observé à travers l'évolution de l'indice de vide est fonction aussi de la pression de compactage, en plus de la pression capillaire.

Les mesures de porosité d'un matériau argileux réalisées par diverses techniques microscopiques (**Guillota et al., 2002**) ont montré qu'il existe une différence significative avec la porosité totale estimée macroscopiquement. Cette différence peut être attribuée aux espaces microporeux inférieurs à 2 nm et aux volumes poreux fermés, non accessibles par les techniques employées. Par ailleurs, le rôle des méthodes de séchage des échantillons, qui ne permettent pas le retrait d'une partie de l'eau, est mis en évidence. L'élimination de celle-ci entraînerait des modifications microtexturales irréversibles, qui conduiraient à une interprétation erronée du comportement macroscopique du matériau.

### II.5.2 Caractérisation des fluides utilisés

Trois formulations F6, F7 et F8 (**Tableau II.8**) ont été sélectionnées pour les essais de filtration sur pastilles. Dans un but comparatif, les concentrations en sel KCl, en viscosifiant (xanthane) et en réducteur de filtrat (PAC) ont été maintenues constantes. Le pH est maintenu entre 9 et 11 par ajout de soude.

**Tableau II.8** : Formulation des fluides à base d'eau utilisés

Fluide	Eau (mL)	KCl (g)	Xanthane (g)	Silicate (g)	PHPA (g)	Glycol (g)	PAC (g)
<b>F6</b>	1000	60	4	0	2	0	12
<b>F7</b>	1000	60	4	0	0	4	12
<b>F8</b>	1000	60	4	15	0	0	12

Les caractéristiques des fluides sélectionnés (**Tableau II.9**) montrent des viscosités élevées, surtout pour le système au silicate ( $VP = 21 \text{ cP}$ ), et des valeurs de filtrat API acceptables.

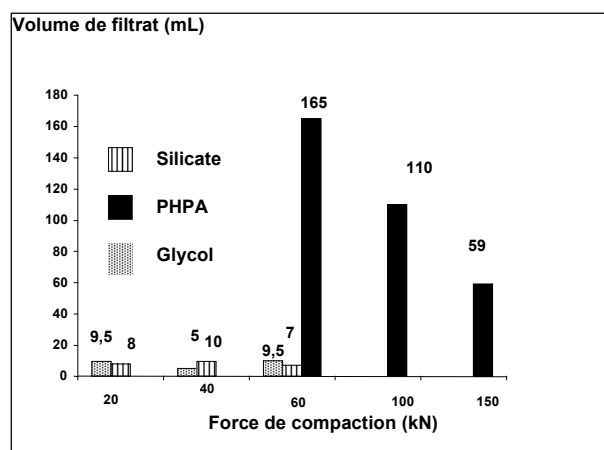
**Tableau II.9** : Caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides après 24h

Fluide	d	VP (cP)	VA (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )	Gel <sub>0</sub> (lb/100ft <sup>2</sup> )	Gel <sub>10</sub> (lb/100ft <sup>2</sup> )	Filtrat API (mL)
<b>F6</b>	1,01	14	26	24	07	08	07
<b>F7</b>	1,01	11	14,5	07	03	08	11
<b>F8</b>	1,02	21	29	16	07	08	09

### II.5.3 Influence de la force de compaction

La force de compaction a une influence significative sur la perméabilité (**Figure II.21**). Pour l'ensemble des systèmes, le volume du filtrat est inversement proportionnel à la force de compaction. On note l'obtention d'un filtrat total pour les forces de compactations inférieures à 60 kN. D'autre part, même pour des forces de compaction élevées, le volume de filtrat du PHPA reste supérieur à ceux des deux autres systèmes (silicate et glycol). La pression de compaction peut être assimilée au dépôt de sédiments en profondeur. Il faut également souligner que la différence de compactage est une des difficultés rencontrée lors de ces expériences. La pression et la teneur initiale en eau de la poudre au moment du compactage, sont les deux paramètres pris en compte ayant une influence sur le comportement mécanique du matériau compacté.

En terme de qualité des pastilles, la variation de perméabilité aux fluides (eau + polymères) peut être due i) à l'adsorption des polymères à la surface des minéraux et sur les bords de l'argile (**Bennion et al., 2000**) et ii) à la migration des fines particules argileuses (**Bennion, 1999**). Du point de vue minéralogique, les travaux de **Rioche et Hun (1979)** ont montré une différence dans le type de liaisons et le mode de dispersion des minéraux argileux.



**Figure II.21** : Evolution du volume de filtrat pour les différents systèmes sous différentes forces de compaction

Pour les bentonites par exemple, les travaux relatifs à l'évaluation des propriétés des grains compactés montrent que le procédé de compaction est gouverné par la méthode d'homogénéisation de la bentonite lors du chargement (**Hiroshi, 2006**). De nombreuses observations (**Abidin et Hsai-Yang, 2000** ; **Olchitzky, 2002** ; **Dennis et al., 1989** ; **Benayada et al., 2003**) reflètent d'une part une grande hétérogénéité dans les formations traversées, et d'autre part la variation de leur réactivité avec comme conséquence une variation des quantités et des types de polymères qui peuvent être adsorbés. Il a été également observé que la CEC des argiles est inversement proportionnelle à la taille des particules d'argile, cela étant lié à l'augmentation de la surface spécifique présentée par ces derniers (**Khodja et al., 2005a et 2006c**).

Les études réalisées par **Tessier (1984)** montrent en effet que sous l'effet d'une diminution de la pression capillaire, l'eau absorbée par le matériau vient non seulement remplir les pores mais également s'intercaler entre les feuillets des particules. Il a montré que les mécanismes responsables du gonflement à l'échelle microscopique se résument à l'insertion d'eau entre les feuillets et la division des particules due aux forces de traction de l'eau sur les feuillets.

Les différentes formes d'instabilité des puits résultant des interactions entre les fluides de forage et les formations argileuses sont liées aux phénomènes d'hydratation. Généralement, les quantités d'eau retenues dans les sédiments dépendent de la profondeur de la formation, du type et de la concentration des minéraux argileux présents dans les sédiments, de la capacité d'échange cationique des minéraux et de l'âge géologique de la formation. Les observations signalées montrent d'une part l'influence de l'ajout d'eau et de l'humidité initiale des cuttings sur la performance de la méthode aux pastilles et d'autre part le rôle de la granulométrie sur la formation des vides et sur le pouvoir de rétention des polymères. La considération, d'une part, de l'humidité et, d'autre part, du compactage permet une meilleure évaluation des performances des polymères étudiés (**Khodja et al., 2008**). En plus, d'une façon générale, les formations argileuses contiennent des microfractures. Le temps et la pression de confinement élevée réduisent ces ouvertures. Lors du contact avec l'eau, il y a pénétration préférentielle à travers ces vides (microfractures) et développement d'une pression de gonflement affectant la stabilité des formations. Dans le cas où la salinité de la phase aqueuse est similaire à celle dans les pores, le gonflement est évité et la formation stabilisée.

#### **II.5.4. Influence de la concentration en KCl et en silicate de sodium**

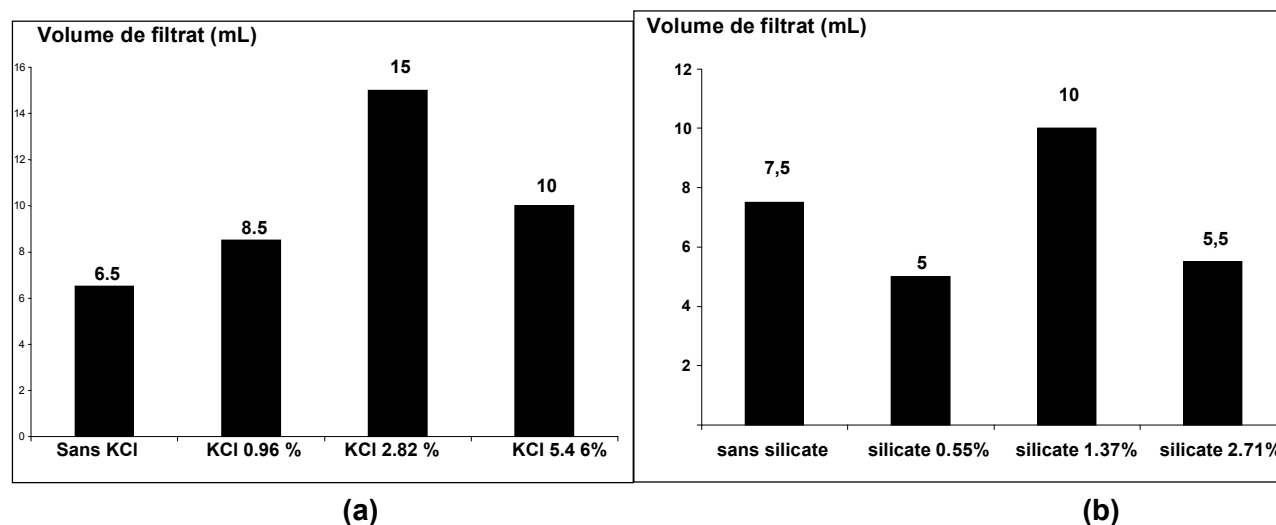
L'influence de la concentration en KCl sur les propriétés de filtration pour le système au silicate est montrée sur la **Figure II.22a**. Des volumes plus faibles à nuls de filtrat sont enregistrés à des forces de compaction élevées. Les sels réduisent le volume du filtrat API et augmentent la viscosité pour la majorité des systèmes de fluides à base d'eau. Avec le système aux silicates (**Figures. II.22**) les valeurs du filtrat ont légèrement augmenté avec la concentration en KCl (2.82%) mais restent toujours acceptables ( $\leq 15$  mL). Du point de vue qualitatif, on note la forte hydratation des ions silicate nécessitant un rapport plus important en eau et déclenchant un filtrat tardif. Ajouter à cela, la différence des caractéristiques rhéologiques des systèmes entraînant une augmentation de la viscosité et par conséquent un retard d'écoulement et de filtration (remarques largement visualisées précédemment dans la **Figure II.18b** et dans le **Tableau II.6**.

La salinité a une grande influence sur les propriétés d'inhibition. Du point de vue qualitatif, la **Figure II.23** révèle d'une part que le filtrat diminue avec la concentration en KCl (**Figure II.23a**) et en fonction de la concentration en NaCl (**Figure II.23b**). Pour le système étudié (2,71% silicate), une concentration en KCl inférieure à 10g/L peut être recommandée pour une bonne inhibition. Avec le chlorure de sodium une saturation (340 à 350 g/L de NaCl) affecte énormément le volume et la viscosité du filtrat. Une concentration optimale en silicate liée à la concentration en KCl et à la nature et concentration des additifs présents, montre l'effet de la salinité sur les propriétés de filtration et par la suite sur l'inhibition.

En plus de ces paramètres liés à la formulation du fluide, il faut ajouter l'influence de la composition et des propriétés des pastilles traversées.

Effectivement, plusieurs auteurs (**Thomas et Crowe 1978 ; Khiilar, 1981 ; Khiilar et Fogler, 1984**) ont montré l'existence d'une concentration critique en sel (CSC : Critical Salt Concentration), indépendante du débit, mais ni du type de cation en solution ni de la température. Pour les cations monovalents, la séquence de la CSC est la suivante:  $Na^+ > K^+ > NH_4^+ > Cs^+$ .

Sur chantier, l'analyse des quatre essais aux silicates réalisés sur les puits du champ de Hassi Messaoud (HMD) a montré initialement l'utilisation d'une concentration variable de 1 à 14% en KCl pour une concentration en silicate variable. La synthèse des essais a révélé qu'une concentration de 2 à 5% en KCl et une concentration en silicates moyenne de 50 kg/m<sup>3</sup> sont largement suffisantes pour l'inhibition de la formation traversée (**Khodja, 2003**). Les concentrations en sel et en silicate utilisées sur chantier ont été au préalable optimisées au laboratoire, et certainement liées aux méthodes d'inhibition utilisées.



**Figure II.22** : Evolution du volume du filtrat en fonction de la concentration en (a) KCl (1,37% Silicate, F = 60 kN, t = 25 °C) et (b) Silicate de sodium (2,82% en KCl, F = 60 kN, t = 25°C)

Les effets osmotiques jouent un rôle majeur dans le profil de pression de la formation traversée au cours du forage. Le potentiel osmotique contribue à la génération d'un gradient de pression hydraulique important. Pour une différence de concentration ionique entre la formation et les abords du puits, on peut avoir un transfert de l'eau vers la formation. **Rosana et al. (2000)** ont montré que la pression osmotique a un faible effet sur le flux de l'eau et des sels par rapport au potentiel osmotique, ce qui laisse supposer que le contrôle du transport de l'eau à travers les argiles pourra être affecté par l'ajustement de la concentration du soluté dans le fluide. En plus des considérations économiques sur le coût du forage, une augmentation des concentrations en additifs n'est pas toujours la meilleure solution. Une bonne optimisation des concentrations en additifs (polymères et sels) avec une bonne méthode d'évaluation de l'inhibition contribuera à résoudre les problèmes rencontrés.



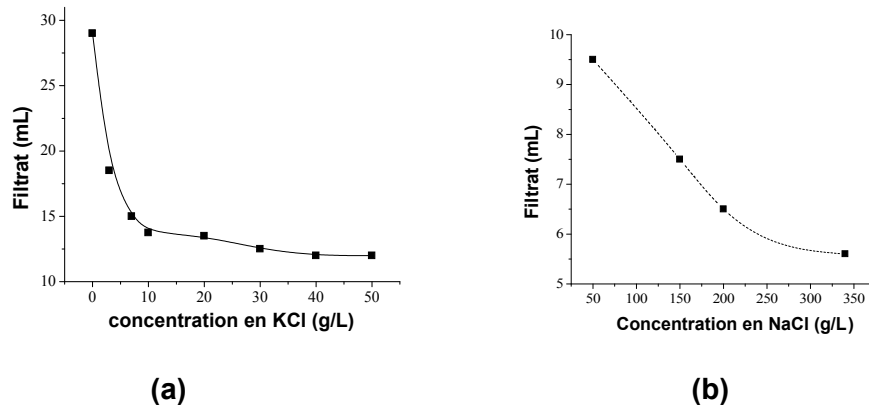


Figure II.23 : Variation du volume de filtrat en fonction de la concentration en KCl (a) et en NaCl (b) pour un système à 2,71% en silicate

### II.5.5. Influence de la température sur les propriétés de filtration

La figure II.24a montre une augmentation du filtrat avec la température des fluides de forage, entre 20 et 50°C, qui peut être expliquée par une diminution de la viscosité des solutions. Cependant, à partir de 50°C, on observe une diminution du filtrat, correspondant à une masse importante du gâteau (cake) formé, qui peut être liée au comportement des silicates. Le chauffage favorise l'hydrolyse des molécules, ce qui permet, en présence de cations, de former des gels améliorant la précipitation et réduisant l'infiltration de la solution à travers les pastilles. A titre comparatif, le PHPA, en plus de son pouvoir secondaire en tant que viscosifiant et réducteur de filtrat, présente une bonne stabilité thermique comparativement aux autres agents réducteurs de filtrat : CMC et PAC L (Figure II.24b).

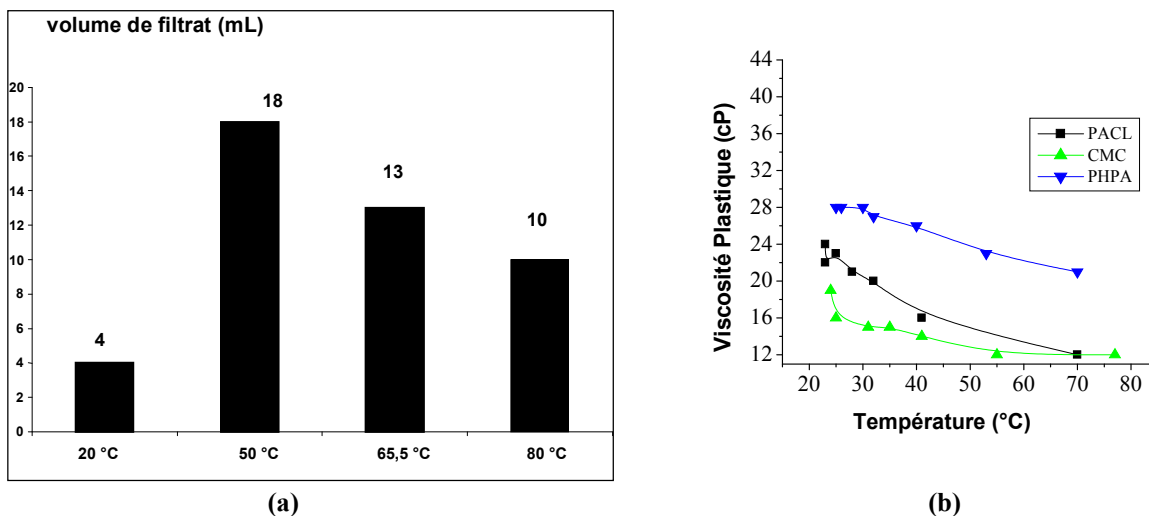


Figure II.24 : Evolution (a) du volume de filtrat en fonction de la température (système au silicate 1,37 %, 2,82% KCl) et (b) de la viscosité des solutions de polymères en fonction de la température

En fonction de la nature des additifs présents et des conditions de filtration, on peut imaginer plusieurs situations.

Au sujet de la charge par exemple, **Page et al. (1993)** ont étudié l'influence de la température sur l'adsorption de macromolécules non ioniques et anioniques (polyacrylamides et xanthane) sur du sable et de la kaolinite. Pour une salinité fixe, ils ont observé une diminution de l'adsorption avec l'augmentation de la température. Pour les non ioniques (polyacrylamides), l'adsorption est importante à 30°C et diminue fortement à 50°C. Pour les polyélectrolytes, la densité d'adsorption reste élevée de 30°C à 50°C et diminue à partir de 90°C. Par conséquent, une variation de la température perturbe le système et influe énormément sur les propriétés d'écoulement et de filtration. D'une façon générale, il est difficile de donner une seule interprétation aux phénomènes qui surgissent en milieu poreux. Il est pratiquement impossible d'atteindre une homogénéité totale des pastilles. Une variation de 10 à 20% dans les valeurs de filtrat dans des essais similaires a été observée. Face à de nombreux paramètres, l'étude des interactions argiles-polymères apportera certainement une explication aux problèmes rencontrés au cours du forage et permettra à l'expérimentateur de comprendre les mécanismes mis en jeu. Il sera difficile de mettre un ordre de contribution dans la panoplie de facteurs influents. Toutefois, une bonne optimisation des formulations peut apporter une bonne contribution. Le bon suivi des tests sur chantier et l'ajustement des formulations permettront d'affiner les solutions.

## **II.6 Etude du pouvoir inhibiteur des fluides de forage**

### **II.6.1. Analyse des résultats laboratoire**

Généralement, les techniques de laboratoires utilisées pour la détermination du caractère d'inhibition des argiles donnent des résultats variables. Les tests des pastilles comprimées et de la dispersion en "hot rolling" (test d'intégrité) sont souvent les plus utilisés. Les cuttings testés sont issus des formations de la phase 16" des puits de HMD. Les résultats d'inhibition obtenus avec les formulations étudiées (**Tableau II.10**) sont donnés dans le **Tableau II.11**. Les fluides testés sont à base d'eau, sans glycol, avec glycol et au silicate, ainsi qu'un système de boue émulsionnée inverse conventionnelle de rapport H/E=80/20.

**Tableau II.10** : Formulation des fluides à base d'eau utilisés pour les tests d'inhibition (pour 1 L d'eau)

<b>Fluide</b>	<b>KCl (g)</b>	<b>Xanthane (g)</b>	<b>Silicate (g)</b>	<b>PAC (g)</b>	<b>NaCl (g)</b>	<b>Glycol (g)</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>Gel<sub>0/10</sub> (Pa)</b>	<b>Filtrat API (mL)</b>
<b>Sans glycol</b>	50	1,5	0	12	270	0	<b>15</b>	3/4	<b>12</b>
<b>Avec glycol</b>	50	1,5	0	12	270	<b>3</b>	<b>18</b>	3/5	<b>8</b>
<b>Silicate</b>	30	2,5	<b>20</b>	12	0	0	<b>26</b>	5/6	<b>7</b>
<b>PHPA</b>	30	3	0	<b>12</b>	0	0	<b>8</b>	3/4	<b>10</b>

**Tableau II.11** : Résultats des tests d'inhibition par la méthode de s pastilles

<b>Echantillon et teneur en argiles</b>	<b>CEC (meq/100g)</b>	<b>système sans glycol (%)</b>	<b>système au glycol (%)</b>	<b>système au silicate (%)</b>	<b>Système OBM H/E: 80/20 (%)</b>
<b>Turonien top : 65%</b> K (13) / Chl (-) / I (45)	28,2	53	76,2	95,4	98,6
<b>Albien top : 80%</b> K (Tr) / Chl (Tr) / I (80)	25,5	51,8	79,3	95,8	98,2
<b>Barrémien bas : 90%</b> K (6) / Chl (3) / I (67)	22,4	50,9	74,6	96,3	98,5
<b>Néocomien : 89%</b> K (-) / Chl (4) / I (84)	23	52	76,6	96,2	97
<b>Dogger lagunaire : 83%</b> K (33) / Chl (-) / I (50)	26,5	51,6	76,2	95,8	98

K : Kaolinite, Chl : Chlorite, I : Illite, Tr : traces

La méthode des pastilles utilise les échantillons d'argile sous forme de pastilles de 5 mm de diamètre, élaborées à partir d'échantillons broyés et mis sous forme de pâte par l'introduction d'eau jusqu'à 10%. Cette pâte est alors pressée sous 6000 psi pour l'obtention de pastilles. Celles ci sont ensuite mises en contact avec le système de fluide en régime dynamique ("hot-rolling", 16 h à 80°C). Le taux de récupération ou pourcentage d'inhibition est calculé par la formule suivante :

Récupération (g ou %) = (masse initiale – masse finale après hot rolling)/masse initiale

Pour le test de dispersion, une masse de cuttings de dimensions variables (quelques centaines de µm à quelques mm) préalablement séchés à 105°C est introduite dans des cellules à boue. A la sortie de l'étuve, les cuttings sont tamisés à travers une série de tamis (généralement trois tamis). La masse des tamis préalablement déterminée est comparée à celle des tamis séchés contenant les cuttings après "hot rolling". Le taux de récupération ou pourcentage d'inhibition est évalué en comparant la variation de masse des cuttings par rapport à chaque tamis.

Pour les deux méthodes, les tests ont été réalisés 2 à 4 fois afin de confirmer les résultats obtenus. L'écart entre les valeurs moyennes données est de 13%. Une nette amélioration (20 à 25%) est observée dans la récupération avec la présence du glycol (**Tableau II.11**) ; le taux moyen de récupération avoisine 76%, ce qui est important du point de vue inhibition. La même observation au sujet du glycol a été signalée par d'autres auteurs (**Burn et Jones, 1998 ; Khodja-Saber, 1999**).

D'autre part, les valeurs obtenues pour les cinq échantillons sont du même ordre de grandeur quelle que soit leur minéralogie (65 à 90% d'argiles) avec une variation du type d'argiles, kaolinite (0 à 33%), illite (45 à 84%), et chlorite (0 à 4%) (**Tableau II.11**) et quel que soit le type de fluide, sans glycol (51 à

53%), avec glycol (74 à 79%), au silicate (95 à 96%) et à base d'huile (97 à 99%). Les argiles présentes ont plus tendance à se disperser qu'à gonfler. L'analyse des résultats obtenus entre les différents systèmes testés montre que le système aux silicates a donné le meilleur taux d'inhibition se rapprochant des valeurs obtenues avec les systèmes à l'huile. Les mêmes tendances ont été signalées par **Woods et Marouf (2001)**.

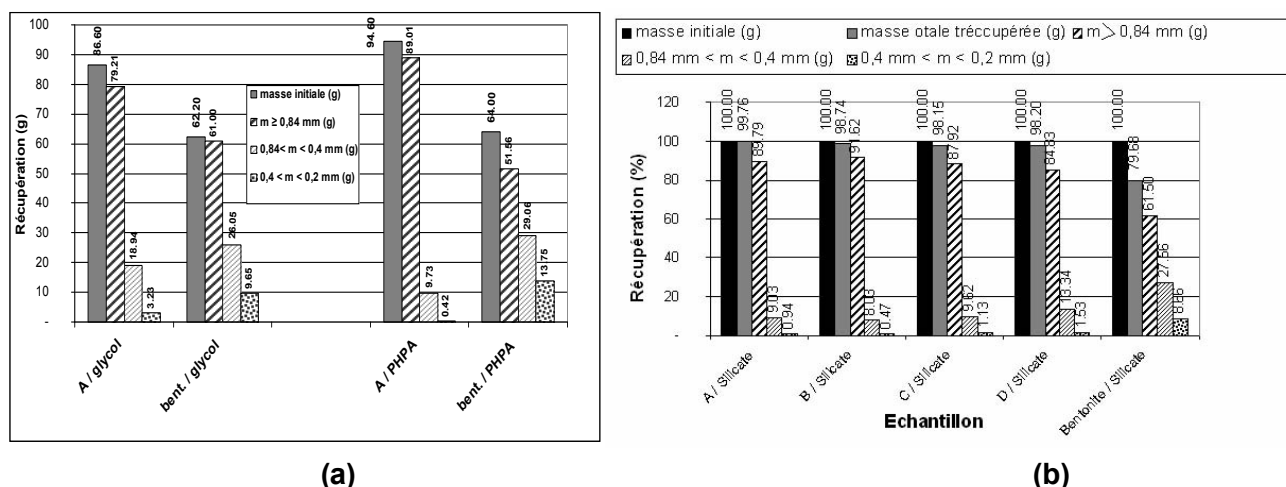
Malgré ce taux d'inhibition avec les silicates très important (96%), la réalité sur chantier est différente car ces valeurs ne donnent qu'un aperçu général de l'efficacité des systèmes utilisés. Les essais sur puits révèlent d'autres considérations à prendre en compte pour la bonne réussite des essais. Sur chantier, au cours du forage, les traitements et les améliorations réalisées sur les formulations en terme de concentrations en silicates et en KCl confortent le fait que les résultats des techniques actuelles d'inhibition effectuées au laboratoire ne sont pas souvent efficaces et doivent être prises avec beaucoup de réserves en terme des prévisions réelles au cours du forage (**Khodja, 2003**).

Vu la teneur importante en argiles (65 à 90%) des échantillons testés, d'autres échantillons de cuttings de faible teneur en argiles, de dimensions variables et un échantillon de bentonite ont été sélectionnés, d'une part pour comparer les résultats obtenus avec une autre méthode d'inhibition et d'autre part pour étudier la performance des différents fluides vis-à-vis de ces échantillons. La variation de la récupération pour les différents échantillons (**Tableau II.12**) est donnée avec les différents systèmes PHPA, glycol et silicate (**Figures II.25a et b**).

**Tableau II.12 : Composition minéralogique des cuttings**

Echantillon	% minéraux argileux						% minéraux non argileux					
	Kaolinite	Illite	Chlorite	Montmorilloite	Instratifiés I-M	Somme	Quartz	Calcite	Dolomite	Sidérite	Plagioclases	Somme
<b>A</b>	30	20	40	-	10	100	84	2	-	2	-	88
<b>B</b>	15	40	35	-	10	100	40	1	-	7	1	49
<b>C</b>	30	10	50	-	10	100	60	4	-	6	-	70
<b>D</b>	30	35	25	-	10	100	70	13	2	-	3	88
<b>Bentonite</b>	-	5	-	95	-	100	16	-	-	-	4	20

Vu l'hétérogénéité des échantillons, une masse importante de cuttings (60 à 100g) a été préparée afin de donner plus de représentativité aux résultats obtenus. Pour l'échantillon A (**Figure II.25a**) et pour la dimension grossière ( $d > 0,84$  mm) le taux de récupération avec le système au PHPA est relativement similaire à celui au glycol. Cependant, pour les dimensions les plus fines ( $d < 0,84$  mm), le système au glycol est meilleur. Pour la bentonite la récupération est semblable pour les trois systèmes mais inférieure aux pourcentages obtenus avec des cuttings moins argileux.



**Figure II.25 :** Pourcentage de récupération (a) argile A et Bentonite par le glycol et PHPA et (b) différentes argiles par le système au silicate

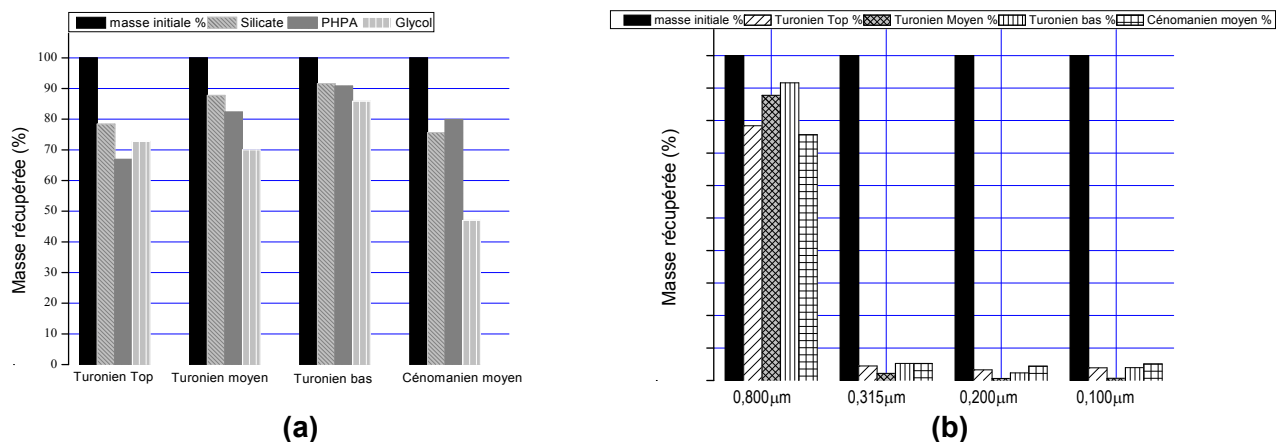
La comparaison de la performance du système au silicate sur les quatre échantillons A, B, C, D de minéralogie assez différente (teneur en argile de 12 à 51%) et faible comparativement aux premiers échantillons (**Tableau II.11** et **Figure II.25b**) a donné des résultats assez proches. La même tendance a été aussi observée avec l'échantillon de Bentonite (80% d'argiles avec 95% de montmorillonite).

Avec l'utilisation de deux méthodes différentes (méthode des pastilles et test de dispersion) et sur des échantillons de différentes minéralogies (teneur en argiles de 12 à 90%) (**Tableaux II.11 et II.12**), le système aux silicates a toujours présenté les meilleurs résultats. Du point de vue granulométrique, il a été nettement remarqué que pour l'ensemble des systèmes PHPA, glycol et silicate, la récupération est plus importante avec l'échantillon de bentonite le plus fin (diamètre entre 0,2 et 0,4 mm). Cette différence est liée d'une part à la nature de l'échantillon (majoritairement de la montmorillonite) et d'autre part à sa grande réactivité (CEC = 80 meq/100 g) comparativement aux autres échantillons (CEC = 22 à 28 meq/100 g).

Sur le champ de Hassi Messaoud, des problèmes importants sont souvent signalés au cours du forage des niveaux Turonien et Cénomaniens. Dans l'objectif d'analyser ce problème, d'autres tests de dispersion ont été réalisés sur des échantillons issus de ces formations géologiques. Il est à signaler que l'analyse minéralogique des cuttings a donné une prédominance des carbonates avec souvent une absence des minéraux argileux. L'échantillon du Top a une prédominance d'anhydrite avec une teneur de 87 %, 7% de dolomite, 3% de barite, 3% de quartz et 1% de calcite. L'échantillon Turonien milieu a 36 % d'anhydrite, 38% de calcite, 19% de dolomite, 4% de barite, et 3 % de quartz.

L'échantillon du bas a 26 % d'anhydrite, 52% de calcite, 7% de dolomite, 6% de baryte, 5% de quartz et 4% de NaCl. Et enfin, dans l'échantillon du Cénomaniens, les carbonates sont prédominants tandis que les argiles sont absentes.

Cette particularité des échantillons analysés va permettre d'étudier la performance (**Figure II.26**) des trois fluides inhibiteurs : PHPA, glycol et silicate, vis-à-vis des cuttings non argileux.



**Figure II.26 :** Pourcentage d'inhibition pour différentes formations géologiques (a) avec les différents systèmes de fluides et (b) avec différentes granulométries pour le système au silicate

D'une manière générale, sur les quatre niveaux testés, le système au silicate a donné les meilleurs résultats quelle que soit la granulométrie des échantillons, de 0,1 mm à 0,8 mm. La récupération est plus importante pour la dimension la plus grossière. Le système au PHPA peut être classé au deuxième rang. Sur la base des résultats obtenus au laboratoire, des tests sur les puits de Hassi Messaoud ont été réalisés afin d'étudier la performance des inhibiteurs utilisés.

Dans l'objectif de réduire la pollution engendrée par les OBM, la phase la plus importante (16") a été ciblée afin de substituer les boues émulsionnées par les boues à base d'eau aux silicates.

### II.6.2. Analyse des tests réalisés sur chantier par le système au silicate

Bien que les tests de laboratoire effectués sur les échantillons des cuttings de HMD aient montré un pourcentage élevé d'inhibition avec le système aux silicates, les tests réalisés sur les 4 puits du champ de HMD n'étaient pas satisfaisants (**Khodja, 2003**). Les principales raisons possibles à cette divergence sont énumérées ci-dessous :

**1. L'importance de la qualité des cuttings dans la caractérisation de la formation :** L'expérience en laboratoire montre qu'il existe une grande hétérogénéité dans la composition des échantillons. Le degré de contamination, la granulométrie, et l'état de dispersion des échantillons sont aussi des facteurs influents. Plusieurs modes opératoires de lavage et de traitement des échantillons ont été appliqués au laboratoire. Cependant les premiers résultats ont montré en plus, l'influence du mode et du nombre de lavages, ainsi que du type de solvant utilisé.

**2. La correspondance entre la formulation optimisée et la formation forée :** Le choix des additifs et l'optimisation de leurs concentrations sont une étape importante de la formulation. Celle obtenue au laboratoire est souvent sujette à beaucoup d'ajustements surtout s'il s'agit de nouveaux tests à réaliser. La surconsommation en silicates durant le premier test pilote effectué peut être expliquée par des pertes importantes de produits dans les formations forées ou bien lors des pertes de circulation des fluides et/ou par la forte adsorption sur la structure argileuse.

Des écarts sont souvent observés entre la formulation optimisée au laboratoire puis préconisée par les compagnies de service et la formulation préparée sur chantier. Ainsi, par exemple le premier essai avec les silicates a coûté 324\$/m<sup>3</sup>, et le deuxième essai, 293\$/m<sup>3</sup> soit 20% en plus du coût estimé au départ (237\$/m<sup>3</sup>). Le prix du m<sup>3</sup> du deuxième essai a coûté près de 30% plus cher qu'un système émulsionné dont le coût est de 212\$/ m<sup>3</sup> (Aoudia et Semdani, 2000 ; Aoudia et al., 2001).

**3. L'importance des essais sur puits.** Le premier essai réalisé avec le système au silicate sur le puits MD#529 n'a malheureusement pas été mené à terme : les quantités de silicate consommées en cours de forage ont dépassé les prévisions et le système n'a été utilisé aux concentrations préconisées que dans l'intervalle 870–1800m. Le deuxième essai réalisé sur OMO#364 a été mené à terme, mais c'est le troisième essai, réalisé sur OMO#354, qui a donné les meilleurs résultats. L'expérience de ces trois premiers essais sur puits a permis d'améliorer encore la formulation puisque les résultats du quatrième essai sont encore plus intéressants. D'un essai à l'autre, les quantités de silicates utilisées sont variables et comprises entre 40 et 74 kg/m<sup>3</sup>.

Beaucoup de problèmes de cavages et de coincement ont été observés dans le Dogger argileux et dans le Malm, ainsi que des tractions et des chutes d'avancement dans l'Albien. Des coincements brusques ont été signalés dans le premier essai durant des reforages (dogger lagunaire) sans symptômes précurseurs.

La mauvaise inhibition et la teneur excessive en KCl (14%) sont des causes possibles à la « fragilisation » de la formation dans le dogger argileux. Les paramètres du forage et la nature de la formation, imposent d'utiliser une concentration décroissante en KCl. Initialement de 14%, elle diminue à 7% puis à 4,5%. Parallèlement, la CEC déterminée par la méthode au Bleu de Méthylène donne 24 meq/100 g pour le premier essai et 15 meq/100 g pour le deuxième essai. Pour une même formation traversée, l'écart peut être dû à des erreurs dans les procédures de détermination par le test au bleu de méthylène ou à l'importance hétérogénéité des formations traversées.

Par précaution, une forte concentration en KCl, adoptée durant le deuxième essai, s'est avérée trop élevée. Elle a été corrigée ultérieurement pour éviter les phénomènes de "fragilisation" ou de "dessèchement" de la formation argileuse. A ce sujet, l'analyse de plus d'une quarantaine d'essais réalisés en Mer du Nord avec les systèmes aux silicates (Berthier et Flaud, 1995) ont montré qu'une forte concentration en KCl additionnée à une forte concentration en silicates causait une précipitation dans plus de 50% des cas.

Les cations (comme K<sup>+</sup>) qui possèdent une faible énergie d'hydratation produisent une fermeture des feuillets conduisant à un dessèchement ou fragilisation, et sont donc plus difficiles à échanger. En augmentant le pH du milieu ou la concentration en sel on peut échanger plus efficacement les cations compensateurs. En résumé, le choix de la concentration en silicates et en KCl est fonction de plusieurs paramètres qui ne peuvent pas tous être étudiés en laboratoire, tels que la réactivité de la formation traversée et les paramètres du forage.

**4. Le rôle des outils de forage et le contrôle de la qualité des puits après forage :** Au cours des différents essais réalisés sur la même formation traversée ayant une réactivité assez proche (CEC de 22 à 28 meq/100 g), le pourcentage (Caliper) donné par CBL (Cement Bond Logging) montre une différence d'un essai à l'autre. Les pourcentages sont multipliés par 2 pour le Néocomien (19 à 42%), par 3 pour le Top Albien (10 à 35%) et par 8 pour le Dogger Argileux (7 à 57%). L'adaptation des outils de forage est parfois difficile. Le premier essai a nécessité un seul outil et le deuxième essai 3 outils. Dans le 3<sup>ème</sup> essai le choix s'est porté sur deux outils (**Aoudia et Semdani, 2000 ; Aoudia et al., 2001**).

Ces changements sont liés à la variation des paramètres du forage, à la variation de la composition et des caractéristiques de la formulation du fluide, ... Dans les années 60, le forage de la phase 12<sup>1/4</sup> nécessitait 25 outils alors qu'au début des années 90 seulement 4 outils étaient utilisés (**Taouinet, 1998**). L'optimisation du nombre d'outils a permis d'éliminer les différentes manœuvres de changement, de réaliser un avancement (ROP) optimal et de donner au puits un diamètre uniforme en réduisant le cavage.

L'avancement (ROP) est pratiquement identique pour l'ensemble des essais avec le système aux silicates : 7,49 m/h sur OMO#354 avec 2 outils, et 7,23 m/h sur OMO#364 avec 3 outils. Cependant cette valeur de ROP est loin des valeurs obtenues avec l'utilisation des systèmes OBM (ROP entre 12 à 15 m/h). Pour les formations traversées assez hétérogènes, l'analyse de 50 puits récemment forés montre des paramètres presque constants :

- des densités du fluide de 1,22 à 1,25
- des rendements assez proches, de 14 à 24 lb/100 ft<sup>2</sup>,
- des débits de fluide assez similaires, de 2700 L/min à 3200 L/min,

Au contraire, d'autres paramètres varient notablement, à savoir l'épaisseur du turonien allant de 79 m pour OMN#47 à 127 m pour MDZ#558 ; le poids sur l'outil WOB (weight on bit) qui varie entre 5 et 16 tonnes au minimum et de 8 à 21 tonnes au maximum; le type d'outils et la ROP qui varie de 13 à 43 m/h avec une durée du forage de 63 h pour OMN#153, et de 249 h pour MDZ#553.

Enfin, l'analyse des résultats obtenus lors des quatre essais réalisés fait ressortir l'importance des efforts qu'il faut engager dans le domaine de la technologie des fluides de forage pour améliorer la formulation qui sera adoptée suite aux différentes corrections apportées durant les essais en considérant les limites (physico-chimiques et mécaniques) d'adaptation des fluides de forage à base d'eau par rapport aux formations géologiques traversées. Du point de vue formation, les conséquences de la stabilité mécanique sont souvent liées à une stabilité physico-chimique, et les propriétés macroscopiques des fluides de forage (rhéologie et filtration) sont certainement une conséquence des propriétés microscopiques. Dans cet objectif nous traitons dans la partie suivante les mécanismes d'interactions solution-argile à une échelle plus réduite.



## II.7 Evaluation des performances des interactions polymère – minéral

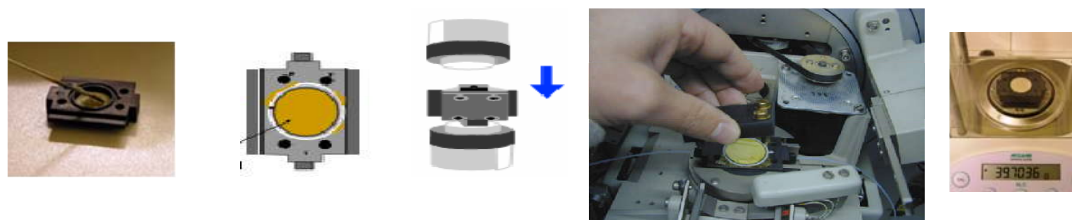
### II.7.1 Analyse par “Wet-cell X Ray Diffraction“

L'évolution des interactions fluide-minéral a été suivie par l'étude en parallèle de la percolation des solutions de fluides (**Tableau II.13**) avec trois différents inhibiteurs (PHPA, silicate et glycol), les concentrations en XCD, PAC et KCl étant maintenues constantes, au moyen de la technique de diffraction des rayons X “wet-cell“, utilisée pour la première fois pour étudier les interactions eau -argile dans le cadre du stockage des déchets nucléaires (**Warr et Hofmann, 2003**).

**Tableau II.13:** Formulation des systèmes de fluides pour les essais wet cell

<b>Système</b>	Eau (mL)	KCl (g)	Xanthane (g)	Silicate (g)	PHPA (g)	Glycol (g)	PAC (g)
<b>S1</b>	1000	30	2	<b>10</b>	0	0	5
<b>S2</b>	1000	30	2	0	<b>4</b>	0	5
<b>S3</b>	1000	30	2	0	0	<b>10</b>	5

Les mélanges de polymères sont préalablement homogénéisés. La surface accessible et la concentration en solides sont uniformisées par compaction d'une même masse d'échantillon dans un disque de 24 mm. Les solutions se déplacent à travers un milieu poreux artificiel conçu pour suivre l'évolution de la masse du milieu et la variation de l'équidistance des feuillets d'argile au cours du temps. 4 g de l'échantillon de référence (n°21, **Tableau II.2**), préalablement traités par des lavages à l'hexane et à l'eau oxygénée, suivis par un séchage à 105°C, sont introduits dans une cellule (**Figure II.27**). Les solutions de polymères et les cellules sont portées à l'étuve à 60°C.



**Figure II.27:** Principe de la technique utilisée (**Warr et Hofmann, 2003**)

Les premières observations (**Figure II.28**) ont révélé une augmentation plus importante de la masse de l'échantillon avec la solution du PHPA qu'avec celles de silicate ou de glycol. Les spectres de DRX des échantillons obtenus au cours du passage des trois solutions, PHPA, glycol et silicate, montrent la présence de kaolinite (7Å), d'Illite (10Å) et de smectites (14Å) (**Figure II.29 et Figures en annexe II**). Avec le PHPA (**Figure II.29**) l'intercalation du polymère (37Å) est observée après 170h. Ce comportement peut être expliqué par l'expansion des feuillets argileux avec l'eau puis par l'adsorption du PHPA suite à son hydrolyse en milieu alcalin (**Liao et Siems, 1990**).

Par ailleurs, le pic aux environs de 6Å, peut être lié à une cristallisation des polymères, qui disparaîtra aussi suite à une éventuelle solubilisation sous l'effet de la température. Ce phénomène d'intercalation disparaît dans les trois dernières mesures, pour des temps plus longs.

Avec le glycol (**Figure. II.1a en annexe**), on remarque aussi un phénomène d'intercalation (19Å) lié aux interactions des fonctions hydroxyle du glycol avec les fonctions silanol des argiles, suivi aussi par une intercalation des polymères (35Å) moins importante par rapport à celle avec le PHPA (37Å).

Avec les silicates (**Figure II.1b en annexe**) le comportement est assez différent. La cinétique montre clairement un retard d'adsorption et une variation de masse assez faible comparativement aux deux autres systèmes (**Figure II.28**).

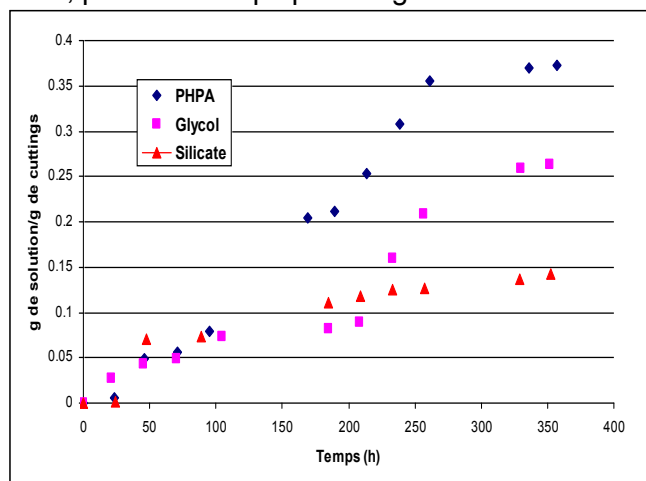


Figure II.28 : Cinétique d'adsorption des solutions de polymère sur les cuttings

Cette prise de poids est en accord avec les volumes de filtrat obtenus sur les pastilles de cuttings compactés (**Figure II.21**). De même, l'intercalation des polymères est moins prononcée (28Å). Une contribution des interactions ioniques (ion silicate) avec les surfaces chargées des minéraux argileux est très probable. Cette différence de comportement peut aussi être liée à une différence dans les propriétés rhéologiques des solutions.

Pour des conditions similaires (compaction, minéralogie des pastilles, formulation) l'analyse globale des résultats obtenus montre que pour le système au PHPA, malgré une différence dans les propriétés rhéologiques et de filtration, l'augmentation importante de la masse des pastilles explique la facilité de l'invasion et de la rétention du polymère à travers le milieu poreux. En revanche, pour les systèmes au glycol, avec l'importance des interactions silanol-hydroxyle, et au silicate, avec la contribution des interactions silanol-ion silicate et les phénomènes de gélification et de précipitation conséquents, l'invasion est bloquée par la formation d'un film réduisant le flux des fluides à travers la pastille.

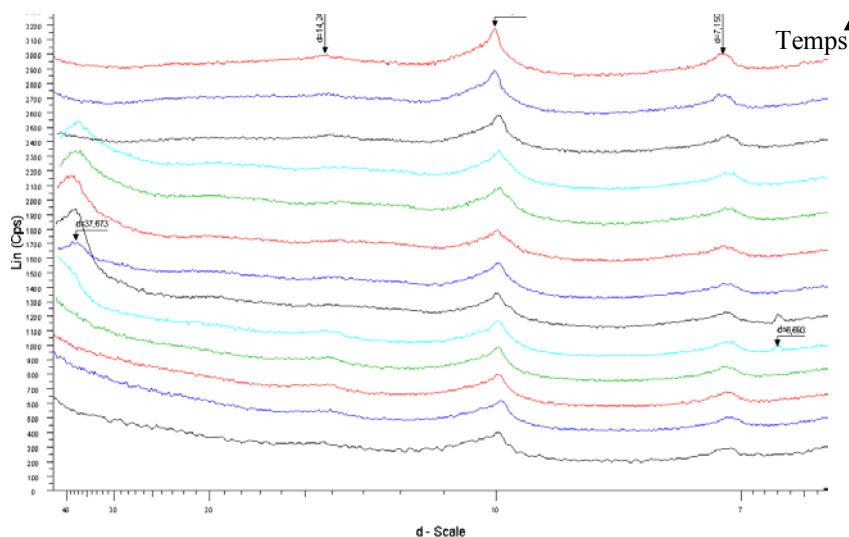


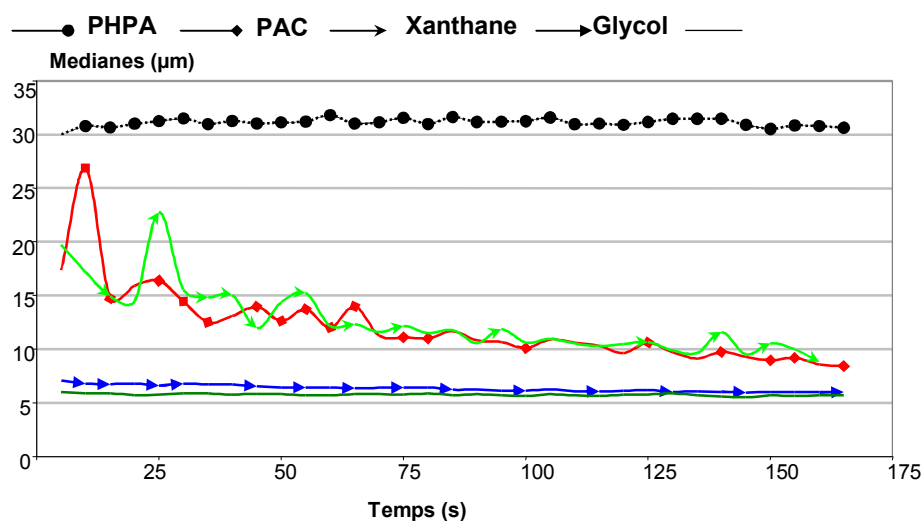
Figure II.29 : Diffractogrammes obtenus sur l'échantillon de référence (n°21) traversé par une solution de PHPA

En fait, plusieurs paramètres peuvent influencer l'adsorption des polymères sur les argiles comme la masse molaire, la force ionique (**Audibert et al., 1988**), la concentration en solide, la surface accessible et le pH (**Evanko et al., 1997**).

### II.7.2 Granulométrie des mélanges Bentonite-Polymère

Afin d'expliquer les propriétés de filtration des solutions obtenues précédemment, la granulométrie (**Figure II.30**) de mélanges bentonite-polymère a été suivie au cours du temps, sous agitation à 23°C. Des suspensions de bentonite dans l'eau distillée ont été préparées sous agitation 450 tr/min durant 8 h et laissées vieillir pendant 48 h. La concentration en bentonite a été fixée à 0,01 % massique, celle des polymères à 0,1% massique.

Pour l'ensemble des polymères étudiés, il y a une stabilité des dimensions dans le temps. Les mélanges silicate-bentonite et glycol-bentonite donnent de faibles granulométries (médiane de 5 à 6 µm) et le mélange PHPA-Bentonite donne la granulométrie la plus importante (médiane de 30 µm). Le PAC et le xanthane montrent initialement une perturbation dans la granulométrie (valeur oscillant entre 20 et 8 µm) qui se stabilise dans le temps (après 60 s).



**Figure II.30** : Evolution de la granulométrie des mélanges Bentonite -Polymère

Les résultats obtenus tant en filtration sur pastilles que par DRX ("wet cell") ont montré une grande similitude dans l'évolution des filtrats. Le PHPA donne les plus grands volumes de filtrat et les plus grandes masses. En revanche, le système au silicate a donné une faible variation en masse ("wet cell") et de faibles volumes de filtrat sur pastilles. Les mécanismes d'interactions et d'adsorption du PHPA sur la bentonite permettent d'expliquer les grandes dimensions des particules obtenues avec le PHPA (**Figure II.30**). La dimension donnée dans cette figure correspond au rayon hydrodynamique de la bentonite, augmenté par l'effet d'adsorption et d'encapsulation de plusieurs feuillets d'argiles par les molécules de PHPA. La dimension assez proche (5 à 6 µm) pour le silicate et le glycol s'explique par le type d'interaction argile-polymère, ainsi que par les conditions d'agitation (**Khodja et al., 2006a**).

Le suivi de la cinétique de la rétention des polymères par les argiles (**Figure II.28**) confirme l'importance de la granulométrie des particules argile-polymère sur la réduction de la filtration. Le suivi in-situ par "wet cell" a montré aussi que pour la solution au silicate on observe un retard d'adsorption avec une intercalation des polymères moins prononcée (28Å) comparativement au PHPA.

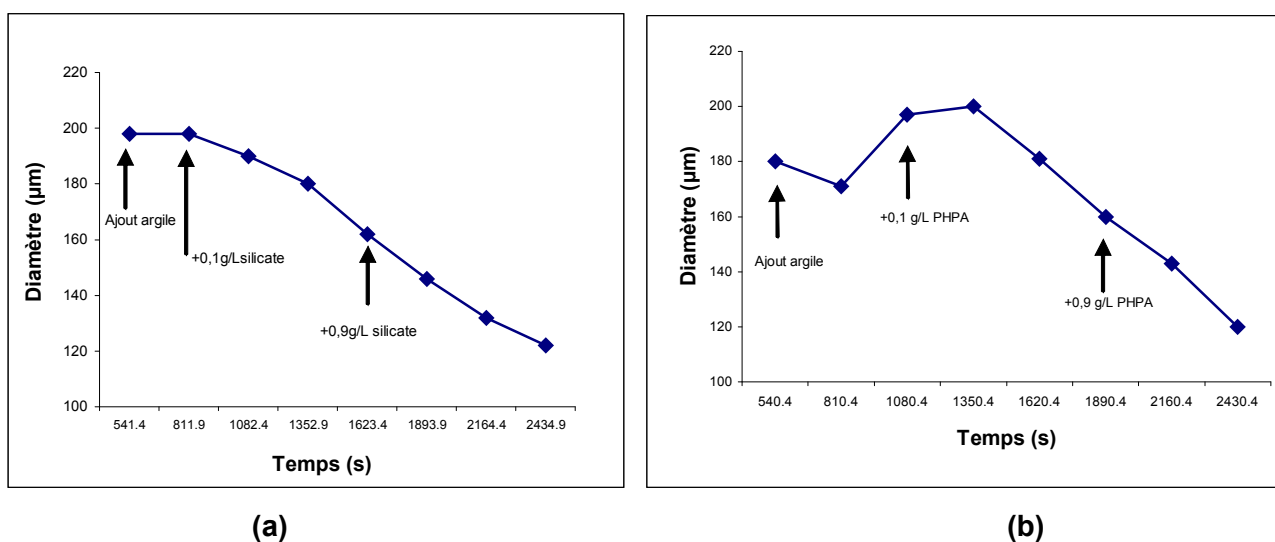
De même l'analyse des résultats d'inhibition obtenus (**Figure II.25**) ont montré que l'échantillon de bentonite a donné un taux d'inhibition plus important que les autres échantillons de cuttings de minéralogie différentes (**Tableau II.12**) et le taux d'inhibition le plus important avec le système au PHPA comparativement aux systèmes au Glycol et Silicate (**Figure II.25**).

Plusieurs travaux ont mentionné que les mécanismes de stabilisation des argiles sont fonction de l'hydratation des polymères et des interactions avec la surface des argiles par adsorption. Pour la montmorillonite (bentonite), la dimension moyenne des particules, généralement constante dans un large domaine de pH (4 à 9), a été expliquée par plusieurs auteurs (**Keren et Sparks, 1995 ; Tombácz et al., 1999 et 2001**). Lorsqu'une montmorillonite est gonflée, l'espace interfoliaire est augmenté et il y a moins de feuillets dans une particule (**Mathieu-Sicaud et Mering, 1951 ; Le Pluart, 2002 ; Jozja, 2003**). Lors du processus de filtration, le polymère peut affecter le filtrat essentiellement par trois mécanismes différents. Les travaux de **Loeber et al. (1996)** montrent que le cake défloculé va se tasser pour former une structure plus mince et plus imperméable de manière à réduire le filtrat. Si la phase liquide qui traverse le dépôt est visqueuse, le filtrat sera réduit. L'effet réducteur de filtrat du polymère n'est pas seulement dû à la dispersion de la suspension initiale de bentonite ou à une diminution de la taille des particules (après adsorption). Les courbes de filtration montrent que le filtrat diminue quand la concentration en polymères augmente, montrant que le polymère contribue à la construction du cake. Pour le xanthane, son effet viscosifiant a aussi pour effet de réduire le filtrat.

La littérature concernant le PHPA est très riche. Dans les fluides de forage, la littérature évoque aussi le principe d'une encapsulation par adsorption de type liaisons ionique et hydrogène ou une combinaison entre cette adsorption et une floculation possible. **Liao et Siems (1990)** ont tenté d'évaluer l'inhibition par l'étude de l'adsorption statique et ont signalé l'influence de la surface spécifique et de la qualité du solvant sur l'adsorption du PHPA. Pour une bentonite de 720 m<sup>2</sup>/g dans une eau douce, la densité d'adsorption est de 0,4 mg/m<sup>2</sup>, alors qu'elle est de 2 mg/m<sup>2</sup> dans l'eau salée (20% NaCl). **Chauveteau et al. (1988)** ont montré que l'adsorption du PHPA sur la kaolinite augmente avec la salinité. Une augmentation de la dimension effective de la molécule du PHPA sous l'effet de l'hydratation (volume hydrodynamique) est observée. La densité d'adsorption diminue avec l'augmentation du pH, avec une diminution de la viscosité apparente pour des pH alcalins (pH ≈ 11). Ce phénomène a été expliqué par une augmentation de l'hydrolyse du PHPA en milieu alcalin (**Liao et Siems, 1990**). Du point de vue de l'adsorption du PHPA, **Grattoni et al. (2004)** ont montré par AFM que l'épaisseur du PHPA adsorbé est de l'ordre de 50 à 250 nm. Elle est fonction de la masse molaire du polymère, de sa concentration et de la charge du mélange polymère-surface du solide. Ils ont même corrélé l'épaisseur du polymère adsorbé avec la variation de la conductivité hydraulique. Cette dernière propriété peut être analysée en terme de filtration à travers le cake.

Le comportement des argiles (cuttings) de la formation n'est pas similaire à celui d'une bentonite. Les différences de minéralogie, de réactivité et de surface spécifique affectent le comportement des argiles vis-à-vis des solutions de polymères, et par conséquent influencent les caractéristiques rhéologiques des fluides et leurs propriétés de filtration. Dans ce but, les systèmes argile-polymère ont été étudiés. Pour ce système, l'argile de référence (n°21, Tableau II.2) finement broyée a été utilisée à 0,1%, sous agitation, avec la solution de silicate et de PHPA. Le suivi de la variation du diamètre par diffusion de la lumière (Appareil Turbiscan Online) a donné les résultats présentés dans les **Figures II.31a** et **II.31b**. Les résultats ont montré :

- une chute importante du pourcentage de transmission après ajout de l'argile à la solution d'eau distillée.
- avec l'ajout des inhibiteurs, une légère différence entre les modèles de courbes obtenues avec ces différents agents (silicate et PHPA) ;



**Figure II.31** : Evolution du diamètre des particules en fonction du temps : (a) silicate et (b) PHPA

- pour la courbe relative à l'étude du comportement argile + PAC et argile + xanthane, une chute remarquable et rapide de la transmission (en escalier) après l'ajout du xanthane, alors qu'avec l'ajout du PAC, la chute n'est pas directe mais progressive. Les valeurs obtenues sont similaires pour les deux polymères. Ces résultats corroborent bien la variation obtenue par granulométrie Laser avec les mélanges bentonite-xanthane et bentonite-PAC (**Figure II.30**).

Au sujet de la variation du diamètre des particules (**Figure II.31**), il est à signaler les points suivants :

- un diamètre moyen de 180 à 200 µm après ajout de l'argile à la solution d'eau a été observé. La différence initiale entre les deux figures peut être liée à l'hétérogénéité des argiles ainsi qu'aux conditions d'agitation,
- pour la solution de silicate, on note une chute continue du diamètre, de 200 à 120 µm, avec l'augmentation de la concentration.
- pour la solution de PHPA, on signale une certaine stabilité des diamètres après l'ajout d'une concentration de 0,1 g/L de PHPA.

Cependant, la même allure a été obtenue après l'augmentation de la concentration atteignant le même diamètre de 120  $\mu\text{m}$  après près de 40 min d'agitation de la solution.

- l'analyse des deux courbes montre clairement une forte dispersion des argiles sous l'effet d'une part de l'agitation ainsi que de la présence des solutions de PHPA ou de silicate. La différence observée entre les dimensions bentonite-polymère et cuttings-polymère peut être expliquée par l'influence de la minéralogie et du type d'interactions mis en jeu. Pour la bentonite, la dimension faible (5 à 30  $\mu\text{m}$ ) (**Figure II.30**) est expliquée par la réduction du nombre de feuillets suite à l'augmentation de l'espace interfoliaire.

## **II.8 Discussion et synthèse**

Les mécanismes d'inhibition du gonflement et de la dispersion des argiles, qui ont déjà fait l'objet de plusieurs travaux, sont souvent liés aux caractéristiques du fluide (viscosité), à celles des argiles (perméabilité) ainsi qu'à la pression osmotique entre le fluide et la formation traversée. Cette inhibition est essentiellement tributaire d'une bonne optimisation de la formulation des fluides de forage (type et concentration en additifs).

L'étude, au moyen des cuttings, de la composition minéralogique des formations argileuses du champ de Hassi Messaoud, à différents niveaux de profondeur, fait apparaître une prédominance de l'illite et une faible présence de kaolinite, de chlorite et d'interstratifiés (illite-montmorillonite). Par ailleurs, on note l'absence presque totale des argiles dans les formations du turonien et du cénomaniens, ce qui nécessite donc une étude au cas par cas.

Dans le but d'évaluer les performances des systèmes de fluides inhibiteurs du gonflement et de la dispersion des argiles de la formation rocheuse, notre démarche consiste, dans une première phase, à s'assurer de la qualité (absence de contamination) et de la représentativité des échantillons de cuttings. Le second critère est évidemment lié à la variation de la minéralogie et de la CEC des échantillons analysés. Quant au premier, on sait qu'un traitement préliminaire des cuttings améliore la réactivité des argiles sans pour autant conserver l'état originel. Or, la contamination peut affecter énormément les tests d'inhibition et par conséquent induire des erreurs dans l'optimisation des formulations des fluides de forage. C'est pourquoi, pour un retour souhaitable des cuttings à leur état originel, face à la diversité des propositions pour remédier à leur contamination par les additifs des fluides de forage, l'efficacité des opérations de lavage a été évaluée.

Sur la base du suivi de la teneur en carbone organique, le n-hexane et le toluène donnent de bons résultats pour la décontamination des cuttings alors que les lavages successifs au gazole augmentent la contamination. En plus de la qualité des cuttings, la spécification de la granulométrie et de l'humidité initiale permet une bonne exploitation des essais d'inhibition et l'optimisation du fluide de forage. Les polymères présentent des rôles principaux et secondaires dans la formulation des fluides de forage.

Dans une deuxième phase et dans l'objectif de proposer une nouvelle méthode pour l'évaluation de la performance de ces additifs, notre démarche a tenté d'établir des liens entre le comportement des polymères en solution et les performances des fluides formulés. Cette approche, qui permet de sauvegarder l'état initial des argiles assure aussi une meilleure représentativité des cuttings en termes d'hétérogénéité minéralogique et de conditions de compaction.

En effet, cette nouvelle méthode, fondée sur le suivi des propriétés de filtration à travers des pastilles d'argiles compactées, repose sur l'étude des propriétés des systèmes polymères-argiles à différentes échelles. A partir de l'analyse des propriétés macroscopiques (rhéologie et filtration) des fluides et par le suivi microscopique des interactions argile-polymère nous avons discuté la différence de comportement entre trois systèmes modèles de fluides à base de PHPA, de glycol et de silicate. L'analyse a montré des comportements rhéologiques similaires, satisfaisant les modèles de type Herschel-Bulkley et d'Ostwald-de Waele, souvent cités dans de tels travaux. Ces propriétés rhéologiques ont été rapprochées des propriétés superficielles, électrocinétiques et granulométriques des systèmes argile-polymères. Pour les trois systèmes de fluides (PHPA, glycol, silicate) les mécanismes d'inhibition sont fortement favorisés par la structure, la masse, la charge, et la dimension. L'augmentation en valeur absolue du potentiel  $\zeta$  des solutions (toujours négatif) avec l'ajout successif des additifs explique la stabilité de ces milieux colloïdaux, associée aux propriétés rhéologiques et de filtration requises.

La synthèse des résultats obtenus montre que les propriétés rhéologiques, de filtration et d'inhibition sont la conséquence des interactions argile-polymères.

En tant que support colloïdal dans la formulation des fluides, en plus de son rôle viscosifiant et réducteur de filtrat, la bentonite facilite le maillage entre les différents additifs présents (polymères et sels), permettant ainsi la formation d'un bon cake (imperméable).

Le PHPA, avec sa masse molaire élevée, abaisse fortement la tension superficielle de l'eau (comme un tensioactif) et devrait favoriser le mouillage, donc l'inhibition des argiles, par une bonne encapsulation.

Les glycols avec leurs faibles masses molaires (et dimensions), ainsi que les fortes interactions silanol-hydroxyle, favorisent l'adsorption d'eau et la réduction du gonflement, alors que pour les silicates, la charge et la gélification améliorent le colmatage in situ et réduisent l'invasion du filtrat.

Sur la base du fondement théorique des mécanismes d'inhibition, les polymères conventionnels agissent par des fonctions complémentaires permettant l'obtention de bonnes propriétés rhéologiques et une bonne imperméabilisation du cake.

# **Chapitre III**

## **Les tensioactifs et les émulsions dans les fluides de forage**



Les tensioactifs entrent dans la composition d'un très grand nombre de produits industriels, dans des domaines très divers. La matière active de ces produits est très rarement composée par un seul tensioactif, mais dans la plupart des cas, par un mélange plus ou moins complexe d'espèces chimiques. De plus, en général, chaque tensioactif commercial est un produit technique, comportant des chaînes hydrophobes de longueurs diverses, éventuellement une distribution d'oligomères d'oxyde d'éthylène (non ioniques polyéthoxylés) et renfermant en outre des impuretés.

Dans les systèmes de fluides de forage émulsionnés (OBM), les tensioactifs sont utilisés directement en tant qu'émulsifiants et agents mouillants et indirectement en tant que modificateurs des additifs du fluide (ex. tensioactifs cationiques dans la préparation des argiles organophiles) ou en tant que produits spéciaux : antimousses, agents anti-corrosion,...

Au sujet des émulsifiants, on note l'utilisation des mêmes familles de tensioactifs dans les fluides émulsionnés (OBM) et synthétiques (SOBM : Synthetic Oil Based Muds). La caractérisation de ces tensioactifs se heurte à une multitude de problèmes liés à la complexité des mélanges et à la présence d'une variété d'additifs n'ayant souvent aucune fonction principale dans la formulation des mélanges tensioactifs. Selon la complexité du mélange, une série de protocoles et d'étapes de déformulation est souvent recommandée pour l'identification des tensioactifs.

### **III.1. Méthodologie expérimentale**

Les méthodes utilisées pour étudier les propriétés et la stabilité d'une émulsion sont décrites soit dans des normes, soit dans les spécifications propres à chaque industrie.

Dans cette partie de l'étude, on évalue la stabilité des émulsions en fonction de plusieurs facteurs souvent spécifiés dans la norme **AFNOR T73-409 (1976)**, à savoir : la nature des phases à émulsionner, la nature et la teneur de l'émulsifiant, la fraction volumique de phase dispersée, les conditions d'émulsification, la concentration et la teneur en additifs éventuels.

Des échantillons de 200 mL d'émulsion ont été préparés en suivant le protocole ci-dessous :

Après avoir choisi le rapport H/E à étudier et vérifié que les deux phases à émulsionner sont liquides à température ambiante, les tensioactifs pesés avec une précision de  $10^{-3}$  g sont introduits dans la phase huileuse. On doit par la suite :

- Verser la phase huileuse dans un bécher posé sur un agitateur et régler ce dernier à une vitesse constante pour toutes les préparations,
- Introduire la phase à disperser par petites quantités durant 2 min à l'aide d'une seringue,
- Laisser le mélange sous agitation durant 10 min.

Ce protocole est appliqué à l'ensemble des émulsions préparées. L'évaluation et le contrôle des émulsions s'effectuent à l'aide des tests suivants :

**a. Le type de l'émulsion** est déterminé par une simple dispersion d'une faible quantité de l'émulsion préparée dans deux flacons différents : l'un contenant le liquide de la phase dispersée et l'autre contenant le liquide de la phase continue.

L'émulsion devrait être soluble dans le flacon qui contient sa phase continue . Les émulsions ainsi préparées étant toutes solubles dans la phase huileuse, elles sont bien du type eau dans l'huile. Les résultats de ce test ont été confirmés par la mesure de la conductivité électrique à l'aide d'un conductimètre type ORION Modèle 115, qui a mesuré des valeurs très faibles.

**b. La stabilité des émulsions** est suivie par :

**1. la mesure de la stabilité électrique** à l'aide de l'appareil Fann Emulsion tester (**API, 2005**). Le principe de l'appareil est donné dans **l'annexe III**.

**2. la mesure du pourcentage d'émulsification dans le temps** : cette évaluation traduit la stabilité intrinsèque de l'émulsion en fonction du temps par la mesure du pourcentage d'émulsion après différentes périodes de repos. Nous avons procédé de la manière suivante :

Après la préparation de l'émulsion, un volume de cette dernière est prélevé, introduit et conservé dans un tube cylindrique pendant une durée déterminée. Le pourcentage d'émulsion est déterminé par la mesure de la hauteur des phases en présence :

$$\% \text{ d'émulsion} = 100(V_{\text{émulsion}}/V_{\text{total}}) = 100(\pi R_t^2 H_E / \pi R_t^2 H_T) = 100(H_E/H_T) \quad \text{(III.1)}$$

Où  $R_t$  : rayon du tube,  $H_E$  : hauteur de l'émulsion et  $H_T$  : hauteur totale.

**3. La détermination de la résistance à la centrifugation** : ce test détermine l'aptitude de l'émulsion à la persistance sous des conditions sévères (centrifugation, centrifugation et température) au bout de différentes périodes.

**4. La détermination de la distribution de la taille des gouttes** : cette mesure est effectuée par un granulomètre laser type Malvern avec dilution de l'émulsion dans du gazole.

**5. L'étude de l'inversion de l'émulsion** par ajout progressif de la phase dispersée.

## **III.2. Caractérisation des tensioactifs**

L'analyse des tensioactifs commerciaux est rendue difficile par leur complexité (ex. mélanges d'espèces ioniques et non ioniques auxquelles s'ajoutent des composés organiques et inorganiques). Les tensioactifs peuvent contenir des chaînes polymérisées d'oxyde d'éthylène ou de propylène avec une distribution d'oligomères. La matière active n'est donc pas représentée par une seule substance (**Cullum, 1994**). Du point de vue analytique, plusieurs problèmes ont été soulevés tels que le phénomène de moussage, l'interférence des additifs utilisés,...

### **III.2.1 Analyse préliminaire des tensioactifs**

Au sujet des tensioactifs utilisés dans les fluides de forage, on note peu d'informations, diffusées à travers quelques publications (**Skali et al., 2004**). Dans le cadre de ce travail, et face aux problèmes majeurs d'identification de la variété des tensioactifs, le parcours adopté a surtout visé la comparaison des performances des tensioactifs émulsifiants. On se contentera donc de quelques éléments de caractérisation.

Les tensioactifs retenus pour cette étude sont introduits dans les boues de forage par paires, dont chacun des constituants, primaire ou secondaire, appartient à une classe différente.

Dans la suite de ce travail, ces paires seront désignées sous le nom de familles ou groupes A, B, C, D et E. L'analyse élémentaire des tensioactifs des familles C et E par absorption atomique montre une faible présence des cations inorganiques suivants : Na<sup>+</sup> (0,16 à 1,01 %), Ca<sup>++</sup> (0 à 0,002 %) et K<sup>+</sup> (0,001 à 0,015 %), indiquant la faible présence d'espèces tensioactives anioniques. De plus, on signale un taux d'humidité allant de 1 à 4% et un taux de cendres variant de 2 à 6%.

### III.2.2 Analyse par spectroscopie Infrarouge (IR) et par RMN de <sup>1</sup>H

Une séparation, au moins qualitative, des constituants par une technique chromatographique (TLC et/ou HPLC) est recommandée dans la mesure du possible pour l'identification et l'analyse qualitative des tensioactifs du commerce (**Smedes et al., 1982 ; Nakamura et Morikawa, 1984 ; Aserin et al., 1984**). Cependant, leur analyse quantitative nécessite une optimisation des conditions longue et laborieuse et peut ne pas être applicable à tous les tensioactifs (**Carminati et al., 1988**).

Dans le but de comparer les performances des tensioactifs, il est nécessaire d'avoir une idée de leurs formules chimiques. Pour ce faire, deux techniques spectrométriques ont été utilisées : la spectrométrie infrarouge (Perkin-Elmer BX II), qui fournit des indications précieuses sur la présence de groupements fonctionnels, et la résonance magnétique nucléaire (RMN) de <sup>1</sup>H (Bruker Avance 300 MHz), qui renseigne surtout sur la structure des chaînes hydrocarbonées, les deux techniques signalant la présence d'insaturations et de cycles benzéniques. Sans séparation préalable de ces mélanges commerciaux, il est très difficile d'identifier de manière sûre la structure moléculaire de chaque composé.

Les classes de tensioactifs présents dans les fluides de forage sont rassemblées dans le **Tableau III.1**. Pour des raisons de confidentialité, la provenance des tensioactifs, fournis par les Sociétés MI-Swaco, Baroid, Ava et BHI est codée par les lettres B, C, D et E (correspondance non fournie). Une nouvelle formulation supplémentaire, appelée A, composée d'acides alkylbenzènesulfoniques et d'alcools polyéthoxylés (Neodol 45) est proposée.

**Tableau III.1** : Classes des émulsifiants primaires (p) et secondaires (s) étudiés

Composé	Ap	As	Bp	Bs	Cp	Cs	Dp	Ds	Ep	Es
<b>Classe</b>	Non ionique	anionique	non ionique	cationique	non ionique	cationique	non ionique	cationique	non ionique	anionique

Le mélange cationique-non ionique semble donc privilégié, les espèces anioniques n'étant cependant pas exclues.

#### Groupe A

L'analyse des deux tensioactifs de ce groupe ne pose pas de problème majeur puisque nous les avons choisis en fonction de leurs formules. Les méthodes spectrométriques confirment la nature non ionique du composé **Ap** (Neodol 45-7E, origine Caldic-Shell) : on identifie bien un alcool

polyéthoxylé à chaînes principalement saturées, d'origine pétrolière, dont la formule moyenne probable est :  $C_{14-15}-(OCH_2CH_2)_7-OH$  (avec 60% de  $C_{14}$  et 40% de  $C_{15}$ ).

Le composé **As** appartient à la classe des anioniques : c'est un mélange d'acides alkylbenzènesulfoniques à chaînes linéaires (LAS) ; les spectrométries IR et RMN mettent en évidence la présence du noyau benzénique.

### Groupe B

**Bp** : La littérature indique : ester amide d'acides gras, solvant aliphatique, amine neutralisée par des acides gras ou sulfoniques (**Skali et al., 2004**). Le spectre IR ne comporte pas de bande  $\nu_{C=O}$  à  $1704\text{ cm}^{-1}$  ; la RMN de  $^1H$  est difficile à interpréter mais suggère des acides gras faiblement éthoxylés. **Bp** est bien un mélange d'espèces non ioniques.

**Bs** : Selon **Skali et al. (2004)**, il s'agit de dérivés d'ester amide d'acides gras et d'éthoxylats aliphatiques. Nos observations nous orientent vers :

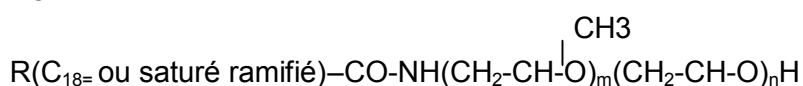
- des espèces à chaîne grasse insaturée (chaîne oléique, notée  $C_{18=}$ ) et fortement polyéthoxylées :  $C_{18=}-CO-O(CH_2-CH_2-O)_jH$ ,
- mélangées à un cationique de formule :  $C_{18=}-CO-N^+(Et_3)$ .

Une alternative est un TA cationique polyéthoxylé.

Il peut donc s'agir d'un mélange non ionique-cationique.

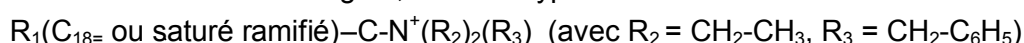
### Groupe C

**Cp** : **Skali et al. (2004)** ont décelé des acides gras polyaminés et la fiche technique du produit indique un mélange de sels calciques d'acides organiques. En IR on détecte les bandes de vibration de valence  $C=C$  et  $C=O(NH)$ . Le spectre de RMN fait apparaître des chaînes oléiques (minoritaires) et des chaînes ramifiées (majoritaires) et/ou des chaînons EO/PO (forte intensité des signaux  $CH_3$ ). Une formule possible est :



L'absorption atomique ne décèle pas la présence d'ions calcium. Nous devons ainsi avoir affaire à un tensioactif non ionique.

**Cs** : D'après la littérature ce mélange renferme du tall oil oxydé, des acides gras polyaminés (**Skali et al., 2004**) et des polyamides (fiche technique). Nos spectres présentent une grande ressemblance avec ceux de **Bs** mais avec moins de chaînons oxyde d'éthylène (OE). La proportion de chaînes oléiques est importante, on note la présence de cycles aromatiques, de la fonction amide et d'acide gras, d'où les hypothèses suivantes :



Il s'agit donc essentiellement de tensioactifs cationiques. Le taux de matière active est de 71%.

### Groupe D

**Dp** : Absence de données dans la littérature.

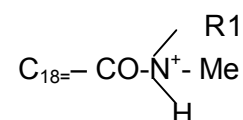
A nouveau, les spectres suggèrent deux types de chaînes : chaîne grasse ramifiée et chaîne oléique, de nombreux groupes NH (amide :  $\lambda = 1644\text{ cm}^{-1}$ ), deux types de fonctions  $C=O$  (dont

ester :  $\lambda = 1740 \text{ cm}^{-1}$ ) un petit nombre (2 ou 3) de groupes OE et la faible présence d'aromatiques.  $R(\text{C}_{18}=\text{ou saturé ramifiée})-\text{CO}-\text{NH}(\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O})_j\text{H}$  et/ou  $R.\text{CO}-(\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2)_n\text{OH}$

La classe non ionique est ainsi confirmée.

**Ds** : Comme **Cs**, ce mélange est censé renfermer du tall oil oxydé et des acides gras polyaminés (**Skali et al., 2004**). On remarque en effet une importante similitude des spectres avec ceux de **Cs** mais moins de substitutions sur l'azote, et aussi moins de chaînons OE que dans **Bs**. Notons la présence d'aromatiques et de protons labiles (acides gras). Il pourrait s'agir d'un mélange de deux composés :

$R-N^+-(R_1)_3$  ( $R_1 : -\text{CH}_2-\text{C}_6\text{H}_5$ ),



Le taux de matière active cationique est de 83%.

**Groupe E** : Les données sur ce groupe sont très rares

**Ep** : Non ionique : mélange d'acides gras et de polyamides (**Skali et al., 2004**)

**Es** : Anionique : acides sulfoniques.

L'application des spectrométries IR et RMN de  $^1\text{H}$  à l'analyse de produits commerciaux montre que certaines familles de tensioactifs peuvent être pressenties sans séparation préalable. Avec des données préalables un peu plus précises, la RMN permettrait une analyse semi-quantitative des différents tensioactifs (**Carminati et al., 1988**). Quelques spectres de RMN sont reportés dans l'Annexe III.

### III.3. Propriétés des émulsifiants

#### III.3.1 Caractère hydrophile-lipophile : HLB

La notion de HLB est une indication, relative à l'application du tensioactif, directement et uniquement liée à sa structure moléculaire. Cette notion permet de situer le domaine d'utilisation des agents de surface. Une des méthodes expérimentales utilisées pour la détermination de la HLB des tensioactifs consiste à mesurer le volume émulsionné d'un système gazole-eau-tensioactif dans une éprouvette de 100 mL (**Griffin, 1979**). Dans le cas d'une émulsion huile-dans-l'eau, l'éprouvette contient initialement :

- une phase organique de 10 mL dont 1 mL représente le volume du tensioactif et 9 mL celui du gazole,
- une phase aqueuse de 90 mL.

Une fois tous les échantillons préparés, il faut :

- retourner chaque éprouvette contenant la solution une vingtaine de fois,
- laisser l'éprouvette au repos jusqu'à l'apparition de la démixtion.

Après repos, on remarque la présence de trois "phases" macroscopiques : une phase aqueuse qui a décanté au fond de l'éprouvette, un volume émulsionné au-dessus de cette dernière et une phase organique (gazole) en surface. Le volume émulsionné donne la valeur de la HLB du tensioactif. **Le Tableau III.2** résume les valeurs de HLB obtenues.

### **III.3.2 Concentration micellaire critique (cmc) : détermination par fluorescence moléculaire**

#### **III.3.2.1 Tensioactifs en solvant organique**

Les fluides de forage à base d'huile ont été initialement formulés avec de l'huile brute ou du gazole. Plus récemment, on signale l'utilisation d'huiles minérales, d'huiles synthétiques (poly- $\alpha$ -oléfinés, paraffines, esters). La définition administrative donnée par la norme NF EN 590 (2004) pour le gazole sans soufre est la suivante : "Mélange d'hydrocarbures d'origine minérale ou de synthèse et, éventuellement, d'esters méthyliques d'acide gras, destiné à l'alimentation des moteurs thermiques à allumage par compression". Dans l'ensemble des essais réalisés, le gazole algérien a été utilisé. (Karlsen et Larter, 1991). Selon les résultats d'analyses par chromatographie en couche mince (TLC-FID Analyzer), le gazole est composé de 65,40% d'hydrocarbures saturés, de 32,84% d'aromatiques, de 1,76% de résine et ne contient pas d'asphaltènes (méthode SARA). L'analyse spectroscopique UV permet de répartir les différents pourcentages en aromatiques : monoaromatiques (14,4 %), diaromatiques (5,6 %) et polyaromatiques (1,6 %). Les principales caractéristiques physico-chimiques des gazoles sont données dans l'Annexe III en comparaison avec du gazole sans soufre selon la Norme NF EN 590 (Mai 2005).

#### **III.3.2.2 Mesures de fluorescence**

Le principe de la méthode est donné en annexe III.

**Analyse et résultats** : Afin de procéder à des mesures par fluorescence, nous avons préparé des solutions de tensioactifs dans du cyclohexane. Des masses de l'ordre de 4 mg/L ont été pesées avec une précision de  $10^{-5}$  g pour l'ensemble des composés. Une solution de safranine a été préparée (0,003 g/L dans du cyclohexane) et utilisée pour exciter les molécules d'émulsifiants en permettant d'avoir un maximum de fluorescence. La Figure III.1 donne un exemple des spectres obtenus et la Figure III.2 représente la variation de l'intensité de fluorescence en fonction de la concentration en tensioactif : l'abscisse de la rupture de pente indique la cmc de l'émulsifiant.

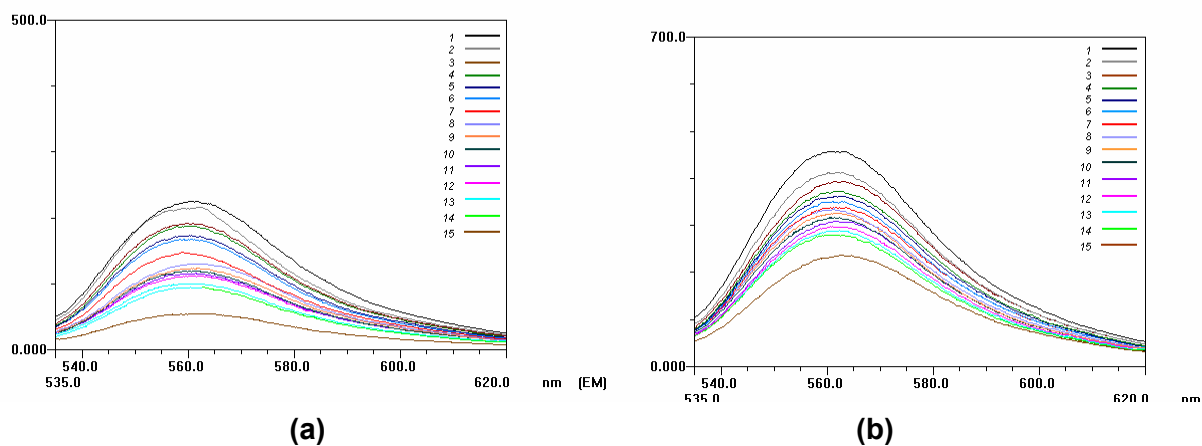
La variation des intensités en fonction de la concentration montre la présence d'un intervalle de concentration commun pour quelques composés tensioactifs (Figure III.2). Pour d'autres composés, le point singulier n'était pas dans la gamme de concentration testée ; il faudrait tester une gamme de concentration inférieure ou supérieure aux valeurs choisies.

Le Tableau III.2 résume les caractéristiques des émulsifiants testés. Les données de la littérature ainsi que nos propres résultats aboutissent aux conclusions suivantes :

- tous les émulsifiants considérés sont des mélanges de tensioactifs non ionique et ionique (cationique ou anionique),
- la composition chimique et les densités sont assez similaires,
- les concentrations recommandées ainsi que les cmc sont assez variables d'un composé à l'autre.

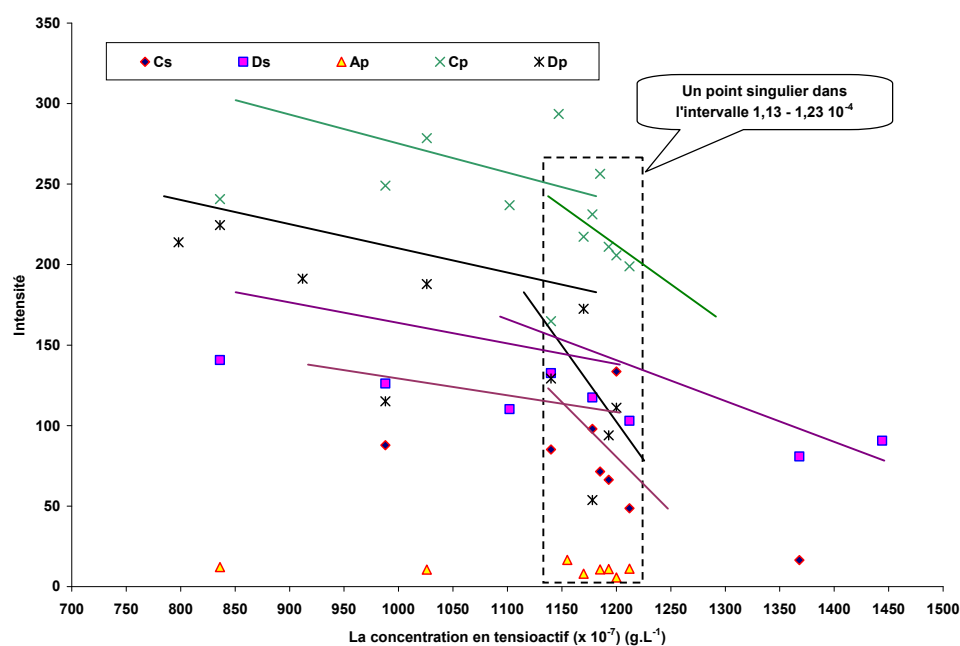
Au sujet des cmc, il est à rappeler que la littérature est pauvre en informations sur les tensioactifs utilisés dans les fluides de forage. Les travaux de Skali et al. (2004), menés sur quelques composés émulsifiants en solution dans le décane ont donné les valeurs suivantes en vol% : **Ds** (0,033), **Cs** (0,02), **Cp** (0,001). Celles-ci sont fonction de la nature chimique des tensioactifs.

Pour **Cp** la cmc varie entre 0,001 et 0,005% en volume et elle est la plus importante. Pour **Cs** et **Ds**, elle est 10 fois plus élevée. Comme attendu, la détermination des cmc par les différentes méthodes signalées (tension interfaciale ou fluorescence moléculaire) peut donner des valeurs variables (de  $10^{-2}$  à  $10^{-4}$  % vol.).



**Figure III.1** : Evolution des spectres de fluorescence moléculaire des tensioactifs (a) **Cp** et (b) **Dp** en fonction de leur concentration dans le cyclohexane

La comparaison entre les valeurs obtenues par les différentes méthodes montre une similitude dans l'ordre de grandeur pour quelques composés (**Tableau III.2**). La différence des valeurs obtenues peut être liée à la fiabilité des méthodes, aux conditions de mesures ainsi qu'aux différents facteurs relatifs aux émulsifiants tels que la qualité des produits, l'homogénéité, une différence dans la concentration en matière active, dans le type de solvant et la nature des additifs utilisés dans les échantillons du commerce (**Khodja et al., 2005c**).



**Figure III.2** : Détermination de la cmc des tensioactifs par fluorescence moléculaire

**Tableau III.2 : Caractéristiques des différents tensioactifs**

Composé	Classe et matière active * (% vol.)	$\rho^e$ (g/cm <sup>3</sup> )	cmc (% vol)	HLB	Composition chimique**	Intervalle recommandé <sup>e</sup> (g/L)
<b>Ap</b>	non ionique (98%) <sup>e</sup>	0,998	-	7	Alcool gras éthoxylé <sup>e</sup>	-
<b>As</b>	anionique (95%) <sup>e</sup>	0,965	-	-	Alkyl benzène sulfoné <sup>e</sup>	-
<b>Bp</b>	non ionique	0,906	-	4	Ester amide d'acide gras, solvant aliphatique, acide gras amine neutralisé sulphonique <sup>c</sup>	11 - 22,5
<b>Bs</b>	cationique	0,916	-	-	Dérivé d'ester amide et d'acide gras aliphatique éthoxylé <sup>c</sup>	-
<b>Cp</b>	non ionique	0,935	$2.10^{-2}$ <sup>a</sup> $1,28.10^{-4}$ <sup>b</sup>	-	Acide gras Polyaminé <sup>c</sup> Mélange de sels calciques d'acides organiques <sup>e</sup>	5,7 - 17,1
<b>Cs</b>	cationique (71%)	0,928	$10^{-3}$ <sup>a</sup> $1,27.10^{-3}$ <sup>b</sup>	3	Mélange de tall oil oxide et de d'acide gras polyaminé <sup>c</sup> Polyamide <sup>d</sup>	11,41 – 4,24
<b>Dp</b>	non ionique	0,947	$3,3.10^{-2}$ <sup>a</sup>	-	-	0,4 - 22,8
<b>Ds</b>	cationique (83%)	0,954	$1,26.10^{-4}$ <sup>b</sup>	4	Mélange de tall oil oxide et d'acide gras polyaminé <sup>c</sup>	0,14 - 5,7
<b>Ep</b>	non ionique	0,953	-	-	Mélange d'acide gras et de polyamide <sup>c</sup> (imidazoline)	9,5 – 17,9
<b>Es</b>	anionique	0,958	-	-	-	14,3 – 40,5

\* : la matière active ionique a été déterminée par la méthode de titrage en deux phases (INAPI, 1987), \*\* : selon la littérature ; pour nos résultats, cf. III.3.2, p : émulsifiant principal, s : émulsifiant secondaire, a : CMC par tension interfaciale (Skali et al., 2004), b : par fluorescence moléculaire (g/L, ce travail), c : Skali et al. (2004), d, e : selon fiches techniques.

### III.4 Emulsions : méthodes de préparation, stabilité

La qualité et la stabilité des émulsions formées par les tensioactifs des différents groupes seront examinées selon les critères suivants : stabilité électrique, résistance à la centrifugation (teneur en eau décantée et pourcentage résiduel d'émulsion), granulométrie.

D'une façon générale, les laboratoires spécialisés dans les fluides de forage recommandent un mode de préparation et un ordre d'addition pour les bonnes pratiques d'évaluation des boues à l'huile ou émulsionnées inverses (OBM). On a intérêt à d'abord dissoudre les tensioactifs en milieu organique pour favoriser l'obtention d'une émulsion inverse.



L'aspect, les caractéristiques rhéologiques, de filtration et la mesure de la stabilité électrique sont souvent des éléments essentiels pour l'évaluation de la stabilité des émulsions.

#### **III.4.1 Ordre d'addition**

Malgré l'existence d'exceptions à la règle de **Bancroft (1913)** : "la phase continue est celle où le tensioactif est le plus soluble", celle-ci reste cependant très utilisée (**Schramm, 1992**). Ainsi, dans le domaine des OBM, on recommande la dissolution des émulsifiants dans la phase huileuse (**Lashmar et al., 1995**). **Lin (1978) et Lin et al. (1977)** ont montré que l'ajout initial des deux tensioactifs dans l'huile avant addition de l'eau favorise la stabilité de l'émulsion.

L'ordre d'addition influe donc sur la stabilité cinétique de l'émulsion. Dans le présent travail, ce mode opératoire sera adopté pour l'ensemble des préparations.

#### **III.4.2 Vitesse d'addition**

Il est parfois rapporté que l'addition lente et régulière de la phase dispersée favorise l'émulsification. Au contraire, certains travaux ne signalent pas de différence entre une addition lente et une addition rapide. Ces observations différentes peuvent être liées au type de tensioactif ainsi qu'à la durée d'addition. Dans le présent travail, nous avons opté pour une addition lente, la vitesse d'agitation sera spécifiée pour chaque préparation.

#### **III.4.3 Vitesse et durée d'agitation**

Toutes nos émulsions ont été préparées sous agitation mécanique. Il est généralement admis qu'une agitation longue et vigoureuse améliore la stabilité. Dans l'ensemble des préparations, et dans un but comparatif, une vitesse d'agitation spécifique sera mentionnée. L'étude de l'évolution de la stabilité électrique (définie dans la norme **API, 2005**, et rappelée dans **l'Annexe III**) en fonction de la durée d'agitation montre une influence considérable de ce paramètre jusqu'à une durée de 35 à 40 min, au-delà de laquelle la stabilité électrique reste constante. Le **Tableau III.3** présente cette variation pour une émulsion E/H : 40/60 préparée avec une concentration de 10 g/L en tensioactif du mélange (**Ap+As**) sous une vitesse de 3000 tr/min.

**Tableau III.3** : Evolution de la stabilité électrique (SE) en fonction du temps d'agitation

<b>Temps (min)</b>	0	1	2	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
<b>SE (V)</b>	6	63	84	105	110	137	146	170	198	207	212	217	217	217	217	217

Les principaux facteurs qui affectent le temps d'émulsification optimal sont la quantité et le type de tensioactif et la vitesse d'agitation. L'effet de la fraction volumique de phase dispersée n'est pas très clair; il est probablement faible si l'on maintient constante la concentration en tensioactif dans la phase continue (**Dalmazzone, 2000**). Cependant, avec un pourcentage élevé en phase dispersée (plus de 50%), on risque d'obtenir une émulsion assez visqueuse qui n'est généralement pas recommandée pour le forage ainsi que le risque d'une inversion de phases .

De même, le suivi de la stabilité électrique après 10 s et après 30min (**Tableau III.4**) montre l'influence de la durée d'agitation.

Cette stabilité est beaucoup plus grande au bout de 30 min qu'au bout de 10 s. Pour les groupes A, B et D, l'augmentation de la concentration en tensioactifs diminue la stabilité de l'émulsion, alors que pour le groupe C, on remarque une augmentation jusqu'à une concentration en mélange de 8 g/L. Les valeurs de stabilité électrique enregistrées pour un rapport E/H de 20/80 sont moins importantes que celles enregistrées pour le rapport 90/10. Un pourcentage plus grand en phase aqueuse se traduit par une augmentation de la conductivité de l'émulsion et par conséquent une diminution des valeurs de la stabilité électrique (**Khodja et al., 2005c**).

**Tableau III.4** : Stabilité électrique en fonction de la concentration en émulsifiants (H/E : 90/10)

[P, S]* (g/L)	Stabilité électrique (V) après agitation							
	A		B		C		D	
	10 s	30 min	10 s	30 min	10 s	30 min	10 s	30 min
[1, 1]	100	<b>2000</b>	145	<b>1848</b>	96	<b>1900</b>	87	<b>1600</b>
[2, 2]	104	<b>2000</b>	180	<b>1800</b>	90	<b>1825</b>	96	<b>1542</b>
[3, 3]	103	<b>1791</b>	188	<b>1595</b>	75	<b>1928</b>	115	<b>1458</b>
[4, 4]	102	<b>1725</b>	166	<b>1500</b>	70	<b>1941</b>	103	<b>1402</b>
[5, 5]	95	<b>1705</b>	195	<b>1468</b>	65	<b>1873</b>	113	<b>1320</b>
[7, 7]	114	<b>1500</b>	188	<b>1200</b>	44	<b>1904</b>	136	<b>1348</b>
[9, 9]	129	<b>1516</b>	252	<b>996</b>	50	<b>1921</b>	170	<b>1345</b>

\* : Concentrations en émulsifiants principal et secondaire

### III.5 Effets des additifs sur le comportement des émulsions

#### III.5.1 Comportement des émulsions en présence d'un seul type de tensioactif

##### III.5.1.1 Stabilité de l'émulsion au repos

Dans une première phase du travail, le pouvoir émulsifiant de chaque tensioactif dans un système gazole-eau (E/H : 10/90) a été évalué. Les intervalles choisis pour l'étude des performances de ces tensioactifs sont généralement inspirés par les limites recommandées dans les fiches techniques relatives à chaque produit (**Tableau III.2**). Les concentrations varient de 1 à 14 g/L pour les tensioactifs primaires et de 1 à 22 g/L pour les tensioactifs secondaires.

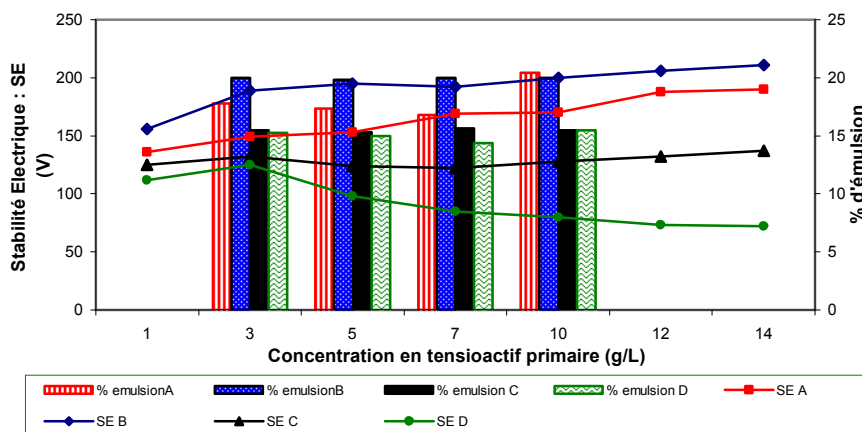
Pour les tests de stabilité dans le temps, les émulsions ont été laissées au repos à une température de  $20 \pm 3^\circ\text{C}$  et pendant une durée de 24 h. Les résultats de ces tests, exprimant le pourcentage résiduel de fluide émulsionné au bout de 24 h (coalescence partielle entraînant l'apparition d'eau libre) ainsi que ceux de la stabilité électrique sont représentés sur les **Figures III.3** et **III.4**.

Les émulsions préparées sont donc assez peu stables, le pourcentage d'émulsion ne dépasse guère 20% pour l'ensemble des tensioactifs. Les plus grandes valeurs du pourcentage d'émulsion et les plus faibles pourcentages d'eau (inversement proportionnels à l'efficacité du tensioactif) ont été observés pour les tensioactifs primaires du groupe B suivi de ceux du groupe A. L'ordre est le même avec les tensioactifs secondaires. Les pourcentages d'émulsion sont presque identiques pour C et D. En terme de stabilité électrique, le comportement des émulsions en fonction de la concentration en tensioactifs primaires est presque similaire pour les tensioactifs A et B et ce dans toute la gamme de concentrations.

La stabilité électrique augmente avec la concentration et atteint un palier dont la valeur dépend du type de tensioactif utilisé. Il est à noter que, dans toute la gamme de concentration, les plus grandes valeurs de stabilité électrique ont été enregistrées pour le tensioactif primaire du groupe B. Avec les tensioactifs secondaires la tendance des courbes est différente. Le tensioactif secondaire du groupe A donne la stabilité électrique la plus élevée pour toute la gamme de concentrations étudiée. Pour le tensioactif du groupe C on note une diminution de la stabilité électrique avec l'augmentation de la concentration.

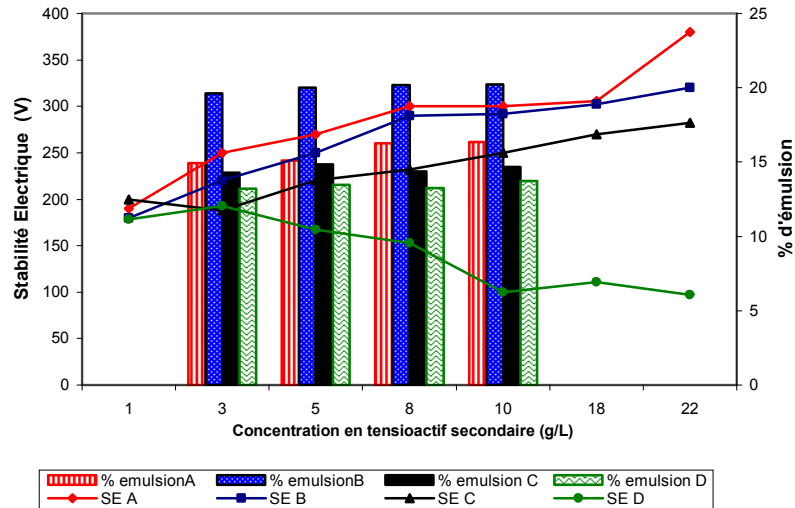
### III.5.1.2 Stabilité de l'émulsion à la centrifugation

Cette étude comparative du pouvoir émulsifiant des différents tensioactifs a été effectuée pour les trois familles de tensioactifs B, C et D sur la base des résultats des tests de stabilité des émulsions à la centrifugation (2000 tr/min durant 10 min). Avec le système gazole/eau pure, les rapports E/H : 50/50 et 40/60 ont été sélectionnés. Pour chaque famille et pour chaque rapport nous avons préparé des émulsions contenant 2 g/L de tensioactif primaire ou de tensioactif secondaire ou du mélange des deux.



**Figure III.3 : Evolution de la stabilité des émulsions à base du tensioactif primaire seul après 24 h (E/H : 10/90)**

La préparation de ces émulsions a été effectuée dans les mêmes conditions opératoires (vitesse d'agitation, temps d'agitation, type d'agitateur, température), et ce en suivant les instructions signalées précédemment **AFNOR T73-409 (1976)**. L'évaluation de la résistance à la centrifugation se traduit par la comparaison des pourcentages d'émulsification pour les systèmes qui n'ont pas conduit à une décantation d'eau et des taux de décantation d'eau pour les systèmes moins stables à la centrifugation.



**Figure III.4 :** Evolution de la stabilité des émulsions à base du tensioactif secondaire seul après 24h (E/H : 10/90)

Le test de stabilité de la phase émulsionnée à la centrifugation est directement lié à la rigidité du film interfacial formé par l'adsorption des molécules tensioactives à l'interface des gouttelettes d'eau dispersées dans l'huile. Le film le plus résistant est celui qui est capable d'empêcher la décantation de l'eau. Pour le rapport H/E : 50/50, signalons d'abord les différences des pourcentages d'émulsion entre les tensioactifs secondaires et primaires, ces derniers donnant des pourcentages d'émulsion plus élevés et une absence d'eau (**Tableau III.5**). Les résultats après centrifugation relatifs au rapport E/H : 40/60 sont illustrés dans le **Tableau III.6**.

**Tableau III.5 :** Test de stabilité à la centrifugation (E/H : 50/50)

[P] (g/L)	Groupe	% Huile	% Emulsion	% eau
2	<b>B</b>	51	49	<b>0</b>
2	<b>C</b>	46	54	<b>0</b>
2	<b>D</b>	50	50	<b>0</b>
[S] (g/L)				
2	<b>B</b>	58	35	<b>7</b>
2	<b>C</b>	49	48	<b>3</b>
2	<b>D</b>	55	40	<b>4</b>

L'analyse du **Tableau III.6** montre une grande similitude entre les pourcentages d'émulsion avec les tensioactifs principaux et secondaires, alors qu'avec le mélange le pourcentage est généralement légèrement plus élevé.

La comparaison des résultats reportés dans les **Tableaux III.5** et **III.6** montre une émulsification plus importante pour le rapport E/H : 40/60 que pour le rapport 50/50. De plus, on observe la présence d'eau avec les tensioactifs secondaires pour le rapport H/E : 50/50 (**Tableau III.5**).

D'autre part, la comparaison avec les résultats du rapport E/H : 10/90 (**Figures III.4 et III.5**) montre que, malgré la centrifugation, les émulsions avec des teneurs plus importantes en phase dispersée sont plus stables. En effet, les pourcentages d'émulsion sont au maximum de 20% avec le rapport E/H : 10/90 alors qu'ils dépassent 40% avec les rapports 50/50 et 40/60. Cette différence peut être liée à l'influence du pourcentage de la phase dispersée sur l'augmentation de la viscosité de l'émulsion et par conséquent sur la stabilité de l'émulsion ; ceci montre que la concentration en tensioactifs utilisée est largement supérieure à celle nécessaire pour l'émulsification. Du point de vue comparatif, les constituants des trois familles de tensioactifs B, C et D donnent à peu près les mêmes résultats.

**Tableau III.6 : Tests de stabilité à la centrifugation (E/H : 40/60)**

[P] (g/L)	Groupe	% Huile	% Emulsion	% Eau
2	<b>B</b>	36	64	<b>0</b>
2	<b>C</b>	35	65	<b>0</b>
2	<b>D</b>	36	64	<b>0</b>
[S] (g/L)				
2	<b>B</b>	37	63	<b>0</b>
2	<b>C</b>	39	61	<b>0</b>
2	<b>D</b>	36	64	<b>0</b>
[P, S] (g/L)				
(1,1)	<b>B</b>	29	71	<b>0</b>
(1,1)	<b>C</b>	34	66	<b>0</b>
(1,1)	<b>D</b>	34	66	<b>0</b>

### III.5.2 Comportement des émulsions en présence des couples de tensioactifs

Le **Tableau III.7** montre déjà la meilleure efficacité des mélanges des tensioactifs (P, S) en émulsification. On peut ainsi conclure que les films interfaciaux formés par un seul type de tensioactif ne sont pas capables d'empêcher la coalescence, donc la séparation des phases. Il est donc nécessaire d'évaluer le pouvoir émulsifiant d'un couple de tensioactifs (P, S) dans une gamme de concentrations déterminée.

Les résultats des tests de stabilité électrique des émulsions au repos sont représentés sur la **Figure III.5**. Dans la gamme des concentrations étudiée, on remarque l'existence d'une concentration optimale spécifique à chaque mélange (P, S), donnant un pourcentage maximal d'émulsion. Ces concentrations ne varient pas dans le même sens que la stabilité électrique.

La stabilité électrique des groupes A et C varie peu avec la concentration, alors qu'elle est plus prononcée pour les tensioactifs des groupes B et D. Pour les tensioactifs du groupe B, la stabilité électrique augmente alors qu'avec ceux du groupe D elle diminue. Selon nos données, pour la famille A, le maximum et le minimum d'émulsion résiduelle correspondent respectivement aux concentrations (8,6) et (12,8) ; pour B, (6,8) et (12,18) ; pour C, (1,1) ou (5,5) (moins avantageux économiquement) et (12,18) et pour D, (3,3) et (1,1).

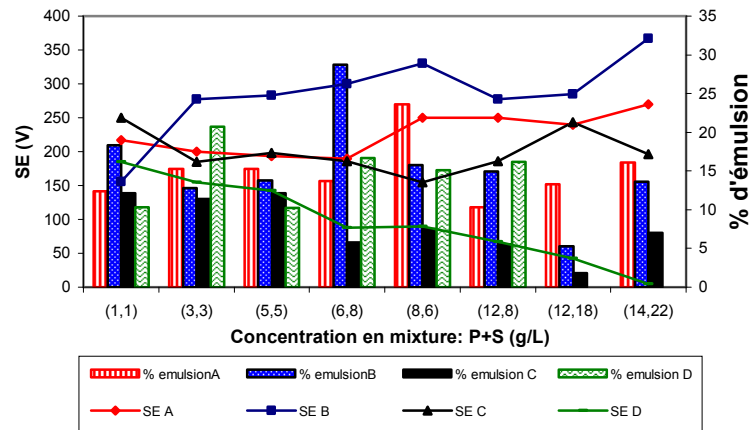


Figure III.5 : Evolution de la stabilité des émulsions à base de mélanges de tensioactifs (P+S) après 24 h (E/H : 10/90)

Dans des conditions expérimentales identiques, la meilleure émulsification est donc tributaire d'une formulation optimale en termes de concentrations et de proportions de tensioactifs (**Khodja et al., 2005c**). Cependant, pour une concentration donnée en tensioactif secondaire, les systèmes ne présentent pas de variation importante de la stabilité électrique en fonction de la concentration en tensioactif primaire. L'observation la plus importante qui se dégage de ces résultats est que l'augmentation de la concentration en émulsifiants ne favorise pas toujours une bonne émulsification.

Avec l'augmentation des concentrations en tensioactifs primaires et secondaires, mais à différents rapports P/S, on constate des comportements inverses pour les groupes A, B et C, d'une part (stabilité électrique croissante) et pour le groupe D. En outre, tous les systèmes montrent une bonne stabilité électrique lorsque les pourcentages en tensioactifs primaires et secondaires sont égaux.

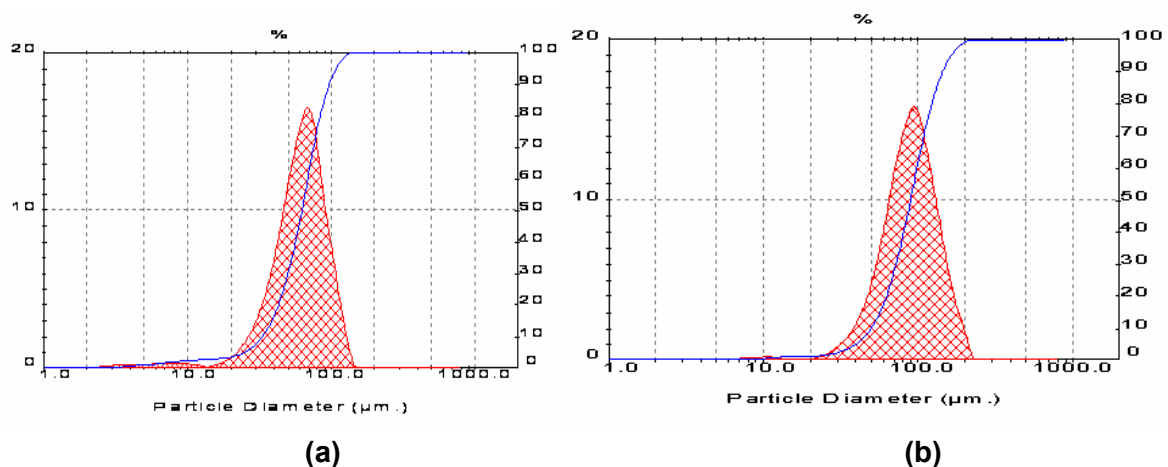
Du point de vue pratique, en plus de l'influence des conditions opératoires, la stabilité électrique varie en fonction du rapport H/E, de la salinité de la phase dispersée, du type et de la concentration des additifs utilisés dans l'émulsion. Généralement, les valeurs de stabilité électrique sont plus élevées pour les émulsions à faible teneur en phase dispersée. Pour les rapports 90/10 et 85/15, ces valeurs supérieures atteignent ou dépassent 1800 V, alors que pour les rapports 70/30 et 65/35 on note des valeurs supérieures à 600 V. Pour un rapport E/H fixe et avec des concentrations en tensioactifs similaires, l'effet bénéfique du mélange de tensioactifs est sans doute dû au fait qu'il favorise l'obtention et le maintien de gouttelettes de faibles tailles.

D'après les **Tableaux III.1, III.2** et le **§III.3.2**, les mélanges de tensioactifs primaires et secondaires renferment des composés ioniques et non ioniques. En effet, l'emploi des tensioactifs ioniques assure la stabilité de l'émulsion par répulsion coulombienne, alors que les tensioactifs non ioniques stabilisent l'émulsion par l'encombrement stérique, responsable de la création d'une barrière capable d'empêcher l'agglomération des gouttelettes d'eau (**Poré, 1992**). Ces mélanges de tensioactifs de nature différente (non ionique et ionique) améliorent considérablement l'efficacité et la performance des formulations, en favorisant d'ailleurs la réduction de la tension interfaciale (**Smith, 1989**).

L'émulsification étant le processus de dispersion d'une phase liquide (interne) en fines gouttelettes au sein d'une phase liquide continue, la qualité d'une émulsion dépend de la dimension moyenne et de la distribution granulométrique des particules formées, qui mesurent l'état de division de la phase interne. Une analyse par granulométrie laser des émulsions préparée avec des tensioactifs primaires (**Figure III.6**) et sous agitation continue, montre une nette différence dans la distribution de tailles entre les émulsifiants des groupes A et C : le tensioactif du groupe A donne une émulsion un peu moins grossière. La stabilité de l'émulsion varie généralement en sens inverse de la taille moyenne des gouttelettes. La **Figure III.6** donne des exemples de distribution de tailles (DTG) des gouttelettes d'émulsions préparées avec les tensioactifs primaires (10 g/L) des groupes A et C. La **Figure III.7** représente un suivi de l'évolution des pourcentages cumulés (mesures effectuées sous agitation) pour le cas de la mixture des tensioactifs du groupe A.

L'analyse de la distribution granulométrique montre une similitude des diamètres moyens obtenus pour les deux groupes de tensioactifs, tous deux très élevés (de l'ordre de 100  $\mu\text{m}$ ). Pour les deux cas, on signale un maximum de particules dispersées dans la plage de 60 à 100  $\mu\text{m}$ , ce qui entraîne une décantation rapide. Cependant, la comparaison des classes de taille des diamètres obtenus donne des valeurs différentes.

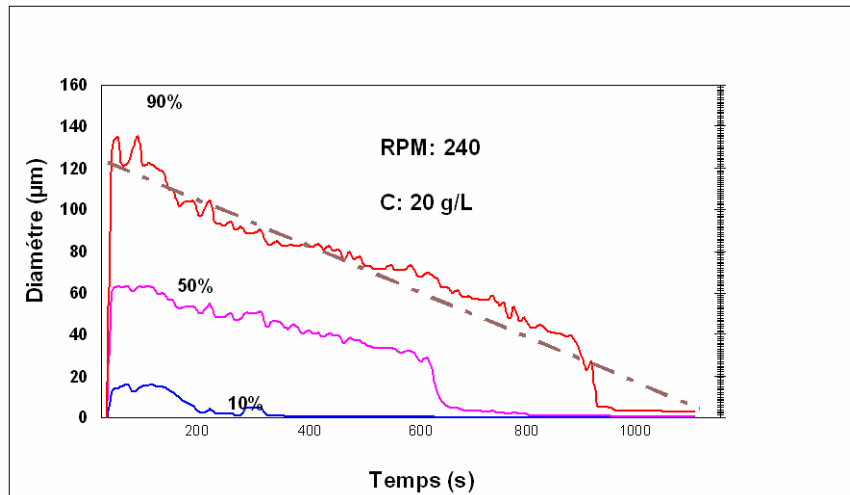
On note  $d(V; 0,1)$  de 33,10  $\mu\text{m}$  pour A alors qu'il est de 49,55  $\mu\text{m}$  pour C. De même pour  $d(V; 0,5)$  et  $d(V; 0,9)$  qui sont respectivement de 62,37 et 96,92  $\mu\text{m}$  pour A et de 89,36 et 144  $\mu\text{m}$  pour C. Cette nette différence devrait favoriser une meilleure stabilité des émulsions préparées avec les émulsifiants du groupe A (**Ap et As**).



**Figure III.6** : Evolution des classes granulométriques d'une émulsion E/H: 40/60 préparée par les émulsifiants primaires des groupes (a) A et (b) C

Parmi les facteurs influençant la taille et la distribution granulométrique, on signale la nature et la concentration du tensioactif (**Schramm, 1992**), la salinité (**Poré, 1992**), le procédé de préparation (**Puisieux et Seiller, 1983**), l'intensité et la durée de l'agitation (**Brochette, 1999 ; Dalmazzone, 2000**). Pour des conditions expérimentales identiques, la composition chimique des émulsifiants semble avoir une grande influence dans le cadre de cette comparaison.

La coalescence de deux gouttelettes juste après leur formation mais pendant le processus d'émulsification a été clairement mise en évidence par **Taisne et al. (1996)**. La taille des gouttelettes est donc le résultat de deux processus : la rupture et la coalescence, et, plus la concentration en tensioactif est élevée, plus la coalescence est lente.



**Figure III.7** : Evolution des classes granulométriques d'une émulsion inverse H/E: 60/40 préparée par les émulsifiants du groupe A (P/S : 10/10)

On suppose souvent que la prévention de la coalescence est due à la répulsion coulombienne entre les couches de tensioactif adsorbées. Dans le cas des émulsions étudiées, la dimension moyenne des particules se situe entre 10 et 135 µm (macroémulsion), d'où l'importance d'une étude sur la cinétique de stabilisation-déstabilisation, surtout en présence d'autres additifs. Avec un mélange d'émulsifiants et sous l'effet d'une agitation continue, le diamètre moyen des particules d'eau dispersée a tendance à diminuer (**Figure III.7**) et, par conséquent, l'émulsion devient de plus en plus stable.

L'augmentation de la durée d'agitation favorise donc la stabilité de l'émulsion par la réduction de la taille des particules. Cette observation, valable pour les trois familles de particules (fines, moyennes et grossières) explique les valeurs élevées de stabilité électrique obtenues après agitation de 30 min de l'émulsion 90/10 (**Tableau III.4**).

Dans une première approche, la concentration donnant une bonne stabilité électrique et un pourcentage d'émulsion élevé est choisie comme concentration optimale. L'évaluation de ces paramètres nous a permis de déduire un classement pour les différents groupes de tensioactifs (**Khodja et al., 2005c**). Les tensioactifs facilitent la dispersion du système sous agitation mais, dans le cas d'émulsions grossières, ne peuvent assurer le maintien de la phase dispersée dans la phase continue. Les gouttelettes formées sont suffisamment grosses pour que les forces de pesanteur soient toujours prépondérantes. Des émulsions fines sont obtenues seulement sous agitation continue. La **Figure III.8** montre clairement qu'au-delà d'une certaine concentration critique (de l'ordre de 20 g/L) de tensioactifs, la stabilité électrique ainsi que la résistivité atteignent des valeurs très faibles et deviennent pratiquement constantes.

Toutefois, le caractère monotone décroissant des courbes de la **Figure III.8** semble indiquer que très peu de tensioactif est nécessaire pour stabiliser l'émulsion, puisque pour le rapport 50/50 (P/S=1) des tensioactifs du groupe A, cette concentration et dans ces conditions de préparation, la stabilité électrique est maximale pour les faibles valeurs de concentrations. On peut en déduire soit que la concentration optimale en émulsifiants est inférieure à 5 g/L, soit que la stabilité et la résistivité électriques ne sont pas des critères fiables pour conclure sur la stabilité de l'émulsion.

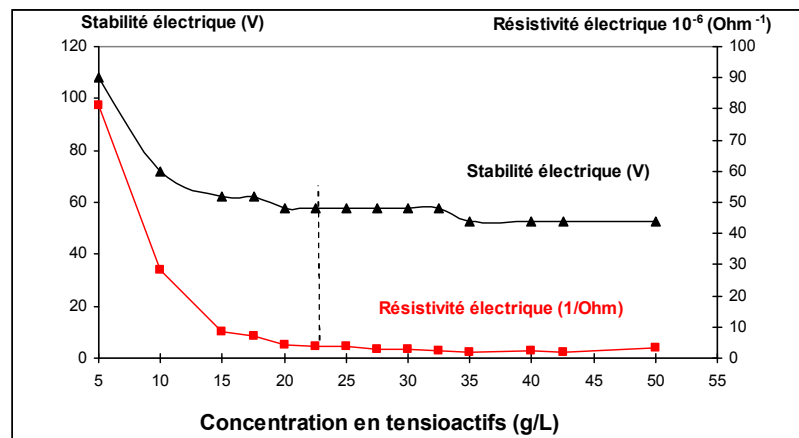


### III.5.3 Influence de la teneur en phase dispersée

Pour différents rapports E/H variant de 90/10 à 50/50 et pour des concentrations variables en tensioactifs (1 à 25 g/L), les pourcentages d'émulsion et d'eau décantée ont été mesurés pour les systèmes A et C. Les émulsions ont été laissées au repos à une température de  $20 \pm 3$  °C pendant 24 h. Les résultats obtenus sont regroupés dans les **Tableaux III.7** et **III.8**.

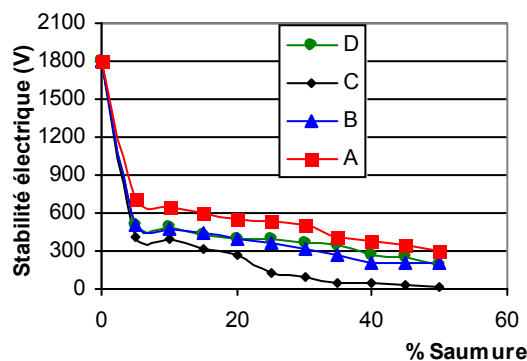
La remarque commune pour tous les agents émulsifiants est que, à quelques exceptions près, au-dessus de 20 % de phase dispersée, le pourcentage d'émulsification diminue alors que le pourcentage d'eau résiduelle augmente. Deuxièmement, on observe que l'augmentation de la concentration totale en émulsifiants (à partir de 10-15 g/L) améliore l'émulsification. Pour chaque rapport E/H il existe une concentration optimale (en grisé dans les tableaux) donnant un minimum d'eau et un pourcentage maximal d'émulsification.

Avec l'augmentation de la teneur en phase dispersée l'émulsion devient de plus en plus visqueuse, ce qui peut favoriser sa stabilité. Cependant, avec une concentration fixe en émulsifiants, l'augmentation de la teneur en eau peut favoriser la coalescence, ce qui engendre une chute des pourcentages d'émulsion.



**Figure III.8** : Variation de la stabilité électrique et de la résistivité électrique d'une émulsion inverse E/H: 50/50 préparée par les émulsifiants du groupe A (P/S : 10/10)

Du point de vue de la stabilité électrique (SE) des systèmes A, B, C et D avec comme phase dispersée une solution de NaCl à 320 g/L (saumure saturée), la **Figure III.9** montre une chute des valeurs de SE à partir de 5% d'eau suivie d'une diminution modérée au-dessus de 30% de phase dispersée.



**Figure III.9** : Evolution de la stabilité électrique en fonction du pourcentage de phase dispersée (saumure saturée en NaCl : 320 g/L)

Cette tendance complète les résultats obtenus dans les **Tableaux III.7** et **III.8** du point de vue du pourcentage d'émulsion. En plus des agents émulsifiants, les additifs qui semblent être indispensables pour la formulation d'un fluide de forage émulsionné inverse sont, l'argile organophile, le réducteur de filtrat, la chaux et l'alourdissant.

**Tableau III.7** : Pourcentages d'émulsion et d'eau pour les tensioactifs du groupe A

[P ; S] (g/L)	90/10		80/20		70/30		50/50	
	% Eau	% émulsion	% eau	% émulsion	% eau	% émulsion	% eau	% émulsion
(0,5 ; 0,5)	8	15	15	19	25	20	48	0
(1,5 ; 1,5)	8	10	12	23	25	16	45	4
(2,5 ; 2,5)	6	15	12	20	20	20	40	10
(5 ; 5)	3	17	5	25	17	20	38	8
(7,5 ; 7,5)	<b>0</b>	<b>17</b>	5	23	15	22	<b>30</b>	<b>14</b>
(10 ; 10)	0	16	<b>3</b>	<b>28</b>	<b>14</b>	<b>27</b>	30	10
(12,5 ; 12,5)	2	16	4	31	14	27	28	10

**NB** : Pourcentage de phase huileuse = 100 – (% émulsion + % eau)

**Tableau III.8** : Pourcentages d'émulsion et d'eau pour les tensioactifs du groupe C

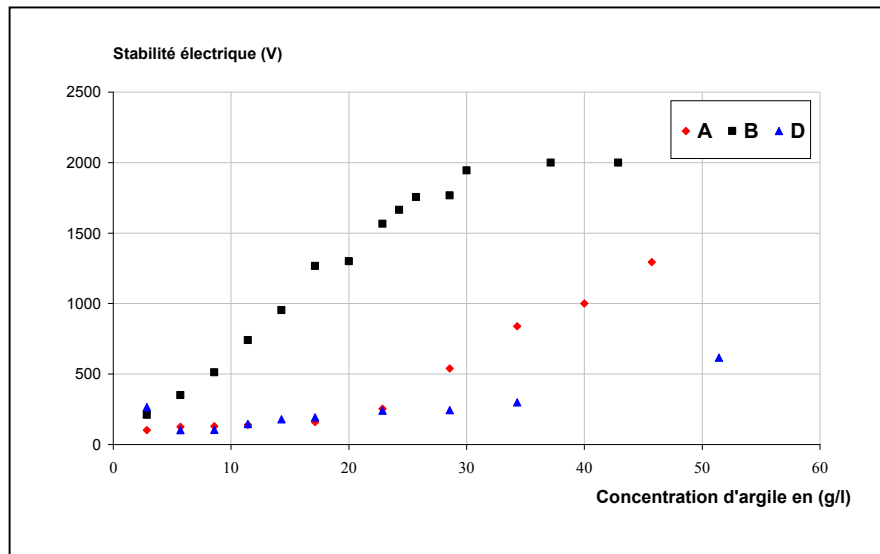
[P, S] (g/L)	90/10		80/20		70/30		50/50	
	% Eau	% émulsion	% eau	% émulsion	% Eau	% émulsion	% eau	% émulsion
(0,5 ; 0,5)	8	22	15	23	23	18	48	0
(1,5 ; 1,5)	8	18	15	21	24	16	40	9
(2,5 ; 2,5)	8	11	14	22	22	15	40	8
(5 ; 5)	3	17	13	21	20	18	35	11
(7,5 ; 7,5)	<b>0</b>	<b>15</b>	12	24	15	22	36	10
(10 ; 10)	0	18	13	18	<b>10</b>	<b>30</b>	33	10
(12,5 ; 12,5)	2	16	<b>4</b>	<b>26</b>	10	30	<b>28</b>	<b>12</b>

#### **III.5.4 Influence de l'argile organophile et du réducteur de filtrat**

Pour évaluer la contribution de chaque additif à la stabilité des émulsions inverses, le système E/H : 10/90 a été sélectionné. Dans une première étape, l'effet de chaque additif a été étudié dans une émulsion ne contenant pas de tensioactifs. Cette évaluation a été effectuée par la mesure de la stabilité électrique et la détermination des paramètres rhéologiques.

D'après les variations de la stabilité électrique en fonction de la concentration en argile (de type A, B ou D (**Figure III.10**), on constate que l'argile organophile contribue considérablement à la stabilité des émulsions. L'argile organophile étant une montmorillonite traitée par des tensioactifs cationiques (ammonium quaternaire), on peut justifier sa préférence pour l'interface huile/eau par son affinité mutuelle pour les deux phases : d'une part une affinité pour l'eau grâce aux fonctions

silanols des aluminosilicates, d'autre part une affinité pour la phase organique améliorée par la chaîne organique des tensioactifs greffés.



**Figure III .10** : Effet de l'argile sur la stabilité électrique de l'émulsion (E/H : 10/90)

L'étude rhéologique d'une émulsion **E/H : 10/90** préparée avec trois types d'argiles organophiles (**Figures III.11a et b**) montre un comportement rhéofluidifiant à seuil puis newtonien ou quasi-newtonien, donc une diminution puis une stabilisation de la viscosité avec l'augmentation de la concentration en argile. Cette augmentation est donc favorable du double point de vue de la stabilité électrique et de la fluidité de l'émulsion, intéressante pour le forage. L'argile 3 donne les meilleures valeurs. Il en va de même avec le système émulsionné **E/H: 80/20**.

Les argiles jouent donc un rôle prépondérant dans l'amélioration de la stabilité et de la rhéologie de l'émulsion. L'argile organophile peut stabiliser l'émulsion par adsorption directe à l'interface eau/huile ou par adsorption au niveau du film stabilisé par d'autres produits tels que les tensioactifs (**Danuta et al., 2005**). La différence de comportement des argiles est liée notamment à leur type et à leur granulométrie. De plus, en présence de tensioactif, des modifications de leurs performances peuvent apparaître. Les émulsions de Pickering sont stabilisées par des particules solides colloïdales (de taille inférieure à 1  $\mu\text{m}$ ). La stabilisation de telles émulsions a été expliquée d'abord par **Van der Minne (1928)**, puis par **Schulman et Leja (1954)** et d'autres auteurs, qui ont tous mis en évidence l'importance de l'angle de contact entre la particule et le liquide qui la mouille préférentiellement. Les particules hydrophiles, faisant avec l'eau un angle de contact, inférieur à  $90^\circ$ , tendent à stabiliser les émulsions H/E, tandis que les particules hydrophobes stabilisent les émulsions E/H (**Schulman et Leja, 1954 ; Gelot et al., 1984 ; Bensbaa et al., 2000 ; Tambe et Sharma, 1993 ; Aveyard et al., 2003**). Des considérations thermodynamiques suggèrent que la majorité des émulsions de Pickering sont stables lorsque l'angle de contact est de  $90^\circ$  (**Yan et Masliyah, 1995b ; Binks et Lumsdon, 2000 ; Aveyard et al., 2003**). D'autres travaux ont montré la possibilité d'une stabilité maximale avec des angles différents de  $90^\circ$  (**Menon et Wasan, 1986 ; Yan et Masliyah, 1995a**). Selon ces auteurs, en plus de l'angle de contact, d'autres facteurs, tels que la répartition des particules, le recouvrement de la surface et la phase organique de dispersion des particules sont aussi à considérer.

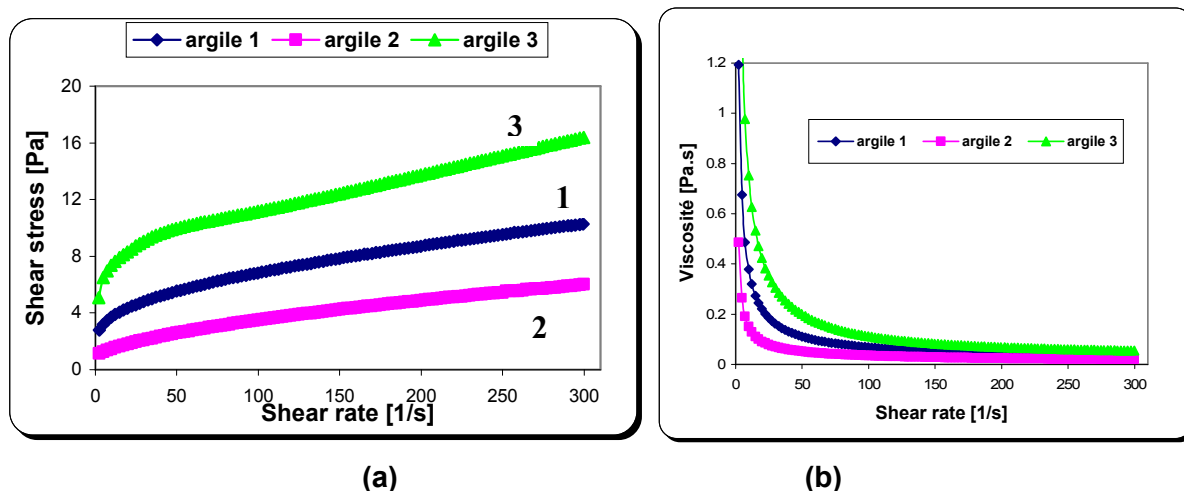


Figure III.11 : Effet du type d'argile sur la rhéologie de l'émulsion (E/H : 10/90) sans tensioactif

Généralement, la stabilité de ces émulsions augmente lorsque la taille des particules diminue et que leur concentration augmente : en effet, ces deux paramètres réduisent la taille des gouttelettes de phase dispersée (Schulman et Leja, 1954 ; Bowman, 1967 ; Gelot et coll., 1984 ; Menon et Wasan, 1984, 1988 ; Tambe et Sharma, 1993 ; Yan et Masliyah, 1995 a ; Abend et al., 1998 ; Yan et al., 1999 ; Binks et Lumsdon, 2001 ; Sullivan et Kilpatrick, 2002 ; Aveyard et al., 2003). Pour les émulsions de pétrole, plusieurs auteurs (Tambe et Sharma, 1993 ; Binks et Lumsdon, 2000 ; Zaki et al., 2000 ; Bensebaa et al., 2000 ; Kotlyar et al., 1998 et 1999) signalent l'influence des aluminosilicates dont le diamètre varie de 100 à 200 nm.

Enfin, d'après Yekeler et al. (2004) la morphologie des particules peut aussi altérer la mouillabilité. Tadros et Vincent (1983) et Vignati et al. (2003) suggèrent que les particules asymétriques, telles que celles de bentonite, sont plus efficaces pour la stabilisation que les particules sphériques.

L'augmentation de la viscosité de la phase continue stabilise le système. En premier, la réduction de la mobilité de l'eau évite et réduit les phénomènes de floculation et de coalescence.

En second, et en accord avec la loi de Stokes, la tendance à la sédimentation de la phase dispersée est inversement proportionnelle à la viscosité de la phase continue.

Bishop (1997) signale que les argiles organophiles n'augmentent pas la viscosité de l'huile (gazole) mais sont à l'origine de structures particulières par interaction avec la phase aqueuse.

Les propriétés rhéologiques de telles émulsions ont été notamment étudiées par Pal et Masliyah (1990), Yan et al. (1991a et b), Pal et al. (1992) et Yan et Masliyah (1993).

Au contraire, les différents groupes de réducteurs de filtrat testés, à base d'asphalte ou de lignite, n'ont pas d'effet significatif sur la stabilité électrique et n'ont guère d'influence sur la viscosité de l'émulsion ; au moins dans le domaine des concentrations étudiées. Leur mécanisme d'action est totalement différent de celui des argiles organophiles. Pour les réducteurs de filtrat, on pense plutôt à une solubilité et une grande affinité pour la phase organique, vu sa nature et sa composition.

**III.5.5 Influence de la barite et de la Chaux**

D'une façon générale, la barite ( $BaSO_4$ ) est souvent utilisée pour augmenter la densité des fluides de forage. Notre étude des contributions de la barite et de la chaux à la rhéologie et à la stabilité des émulsions a porté sur deux émulsions, l'une avec un seul tensioactif, l'autre avec un mélange. L'additif (chaux ou barite) a été introduit progressivement, par ajout de petites quantités. Après chaque ajout nous avons suivi l'évolution de la stabilité électrique et de la rhéologie.

Pour le cas de l'émulsion E/H : 20/80 avec le tensioactif secondaire du groupe A (4 g/L), la présence de l'alourdissant (la barite :  $BaSO_4$ ) influence la rhéologie des systèmes émulsionnés (**Tableau III.9**). Les viscosités apparente, plastique, la contrainte seuil et le  $Gel_0$  diminuent sensiblement. L'addition de barite améliore la stabilité électrique de l'émulsion inverse.

On retrouve donc un comportement similaire à celui des argiles organophiles : une amélioration remarquable de la stabilité électrique avec l'augmentation de la densité (concentration en barite), de 80 V pour le système sans barite à 440 V pour le système alourdi ( $d = 1,28$ ). La barite, chimiquement inerte, intervient sur la stabilité par le fait qu'à la suite d'une agitation mécanique les particules solides s'adsorbent aux interfaces huile/eau des gouttelettes et favorisent une extension de cette interface. On invoque la notion de "raideur d'interface" formulée par Duclaux (**Sherman, 1968**) : "Il a été possible, selon cette conception, de réaliser et de stabiliser des émulsions par la seule présence de particules solides fines, non miscibles et sans action sur les deux phases. Les gouttelettes de même charge auront tendance à se repousser. Certains colloïdes (colloïdes protecteurs) peuvent également intervenir pour éviter les chocs brutaux des particules dispersées".

Pour le cas du mélange avec un rapport E/H : 10/90 et contenant une concentration en tensioactifs du groupe D de 5 + 5 g/L (P + S), on note une augmentation de la stabilité électrique de 247 V avec 72 g de barite/L à 386 V avec 230 g de barite /L. La viscosité augmente avec la concentration en barite. A des concentrations relativement plus élevées, la barite peut décanter, il est donc nécessaire d'employer en plus des viscosifiants, des agents mouillants pouvant maintenir ces particules en suspension.

Il n'a été constaté aucune influence de la chaux sur la rhéologie des émulsions. En revanche, la stabilité électrique est plus élevée que celle obtenue en présence du couple de tensioactifs seul dans l'émulsion et croît avec la concentration en chaux. Conformément à la théorie, la chaux, en plus de son action sur le pH, peut activer les tensioactifs et améliorer leur pouvoir émulsifiant.

En effet, l'association des têtes polaires des tensioactifs avec le calcium renforce leur adsorption à l'interface eau-huile (**Khodja et al., 2005c et 2006d**).

**Tableau III.9** : Caractéristiques rhéologiques de systèmes renfermant de la barite

Paramètre	<b>d = 0,88 (sans barite)</b>	<b>d = 1,18</b>	<b>d = 1,23</b>	<b>d = 1,28</b>
<b>Viscosité apparente (mPa.s)</b>	43	10	16	18
<b>Viscosité plastique (mPa.s)</b>	23	10	17	18
<b>Contrainte seuil (Pa)</b>	40	0	-2*	0
<b><math>Gel_0</math> (Pa)</b>	9	0.5	1	1
<b>Stabilité électrique (V)</b>	80	260	330	440

\* Dans le domaine des fluides de forage, une valeur négative peut être expliquée par l'instabilité du système.

### III.6 Etude systématique de la stabilité des émulsions : centrifugation et rhéologie

Parmi les tests de stabilité des émulsions (fondés sur l'évolution du mélange en fonction du temps), on utilise fréquemment l'élévation de la température et la centrifugation, destinées à accélérer leur vieillissement. La stabilité des émulsions est aussi estimée par la mesure des propriétés rhéologiques et de filtration du fluide de forage formulé. Nous avons vu plus haut que l'obtention d'émulsions suffisamment stables nécessitait un mélange de tensioactifs et l'ajout d'autres additifs.

Les différents fournisseurs de fluides de forage présentent le fluide comme une entité indissociable pour laquelle le contrôle des performances des additifs (émulsifiants, viscosifiants, réducteurs de filtrat) passe obligatoirement par l'analyse du système entier. Or, l'expérimentateur est souvent appelé à évaluer les performances des ingrédients considérés indépendamment. Dans cet objectif, ce travail porte sur l'évaluation des performances de trois groupes de tensioactifs utilisés en tant qu'émulsifiants dans les fluides de forage. Des équipements et des méthodes standard recommandés par l'**API 13 B-2 (2005)** pour la préparation et la caractérisation des fluides de forage ont été utilisés.

#### III.6.1 Systèmes gazole/eau/tensioactifs : influence d'une centrifugation appliquée à la partie émulsionnée

Après une même durée de sédimentation (24 h), la phase émulsionnée a été prélevée pour mesurer sa résistance à la centrifugation (vitesse : 2000 tr/min ; durée 10 min). Pour s'assurer de la séparation complète de la fraction émulsionnée, nous avons voulu mesurer la stabilité électrique (SE) de la phase huileuse. La valeur de SE dépasse alors la gamme de mesure de l'appareil utilisé (2000 V), alors que l'existence d'une faible quantité de phase aqueuse dans l'huile diminuerait considérablement la stabilité électrique. Les pourcentages d'émulsion après centrifugation, mesurés pour les trois groupes, sont reportés dans le **Tableau III.10**.

**Tableau III.10** : Pourcentages d'émulsion en fonction de (P, S) (E/H : 10/90)

Groupe	(3, 3)	(5, 5)	(12, 18)	(14, 22)
<b>B</b>	<b>57.4</b>	26.7	3.9	11.7
<b>C</b>	41.6	<b>75.0</b>	40.6	71.1
<b>D</b>	46.1	61.3	<b>52.1</b>	<b>78.8</b>

Le système B conduit à une apparition d'eau tandis que les systèmes C et D semblent beaucoup plus résistants. Ainsi, le système B résiste plus à la centrifugation dans le domaine des faibles concentrations et avec un mélange équimassique ( $P = S$ ), alors que pour les concentrations élevées et différentes ( $P \neq S$ ), le groupe D se comporte mieux. La présence des tensioactifs à des concentrations égales avec différents rapports E/H a abouti à des pourcentages d'émulsion remarquables.

On peut donc conclure que ces tensioactifs sont en mesure de résister à un excès d'eau. Cette constatation est liée au fait qu'une forte teneur en phase dispersée améliore la viscosité de l'émulsion, ce qui contribue à une amélioration de sa stabilité.

**III.6.2 Systèmes gazole/saumure/tensioactifs : influences de la durée et de la température de centrifugation**

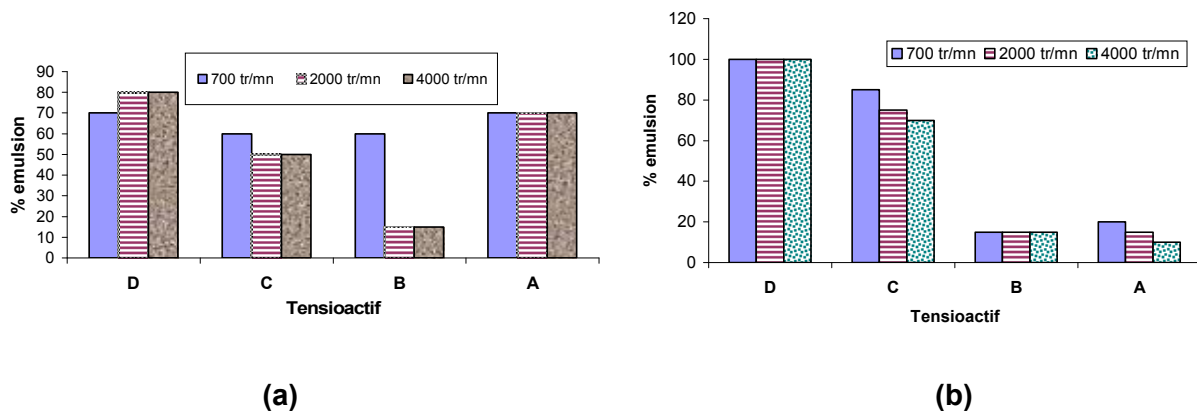
Des mélanges (gazole + saumure + tensioactif) ont été préparés pour les quatre familles (A, B, C et D) en respectant les conditions suivantes :

- rapport E/H : 10/90,
- rapport des tensioactifs P/S : 50/50,
- concentration totale en tensioactifs : 15g/L,
- phase dispersée : saumure saturée en NaCl (320 g/L),
- vitesse de centrifugation : 700, 2000 et 4000 tr/min,
- température de centrifugation :  $20 \pm 3$  °C et  $70 \pm 3$  °C.

Le suivi a porté sur :

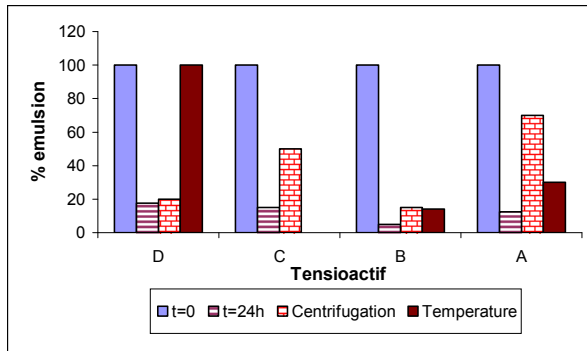
- l'étude de la résistance à la centrifugation après un repos de 24 h ou de 7 jours (**Figure III.12**)
- l'étude de la stabilité dans le temps : on laisse les échantillons sédimenter pendant 24 h (**Figure III.13**),
- l'étude de la résistance à la centrifugation de la phase émulsionnée pendant 10 min à 4000 tr/min à  $25 \pm 3$  °C ou à  $70 \pm 3$  °C (**Figure III.13**),
- l'étude de la stabilité (conductivité électrique) sous l'effet de l'addition de la phase dispersée (**Figure III.14**).

Les échantillons récupérés de la partie émulsionnée après repos de 24h et 7 jours ont été soumis à différentes vitesses de centrifugation pendant 10min. A, C et D présentent une meilleure résistance à la centrifugation comparés au groupe B pour le test au repos à 24 h mais le groupe A perd sa résistance à la centrifugation après 7 jours de repos (**Figure III.12b**). Après centrifugation (24 heures ou 7 Jours), les groupes C et D s'avèrent les meilleurs comparativement aux groupes A et B. La performance des tensioactifs a été ensuite étudiée par ajout de saumure saturée jusqu'à l'inversion de phases. La conductivité électrique a été mesurée au fur et à mesure des ajouts sous agitation continue (300 tr/min) (**Figure III.14**).

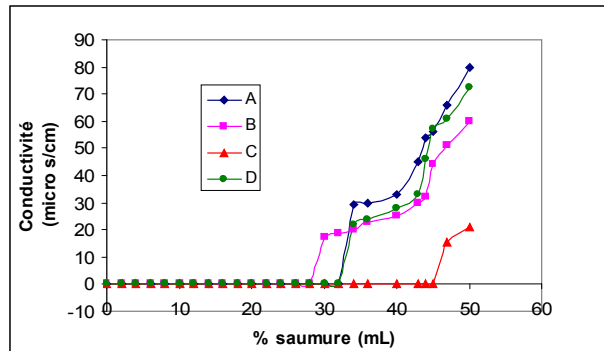


**Figure III.12 : Pourcentages d'émulsion après centrifugation (a : 24 h, b : 7 jours)**

Après un repos de 24 h, un échantillon de la phase émulsionnée est prélevé et centrifugé pendant 10 min (4000 tr/min) à 25 °C ou à 70 °C.



**Figure III.13 :** Comportement des émulsions après agitation, vieillissement (24 h), centrifugation (4000 tr/min) et chauffage (70°C)



**Figure III.14:** Evolution de la conductivité en fonction du pourcentage de saumure

Le groupe de tensioactifs qui présente le pourcentage le plus élevé d'émulsion après vieillissement est le groupe D, suivi de C, de A et de B. Après centrifugation à 25 °C l'ordre est A, C, D, B et après centrifugation à 70 °C : D, A, B.

Comme prévu, les conductivités électriques des émulsions (inverses) sont très faibles. En ajoutant la saumure, il se produit une inversion de phases (augmentation brusque de la conductivité électrique) respectivement à 30%, 34%, 34% et 47% de saumure pour les groupes C, A, D et B. De plus, la contamination des émulsions par la saumure diminue considérablement la stabilité électrique pour tous les groupes de tensioactifs étudiés car le milieu devient plus conducteur après chaque addition. En particulier, le groupe C atteint des valeurs de SE très basses à partir de 28% de saumure (Khodja et al., 2005c).

### III.6.3 Dosage de l'eau dans la phase continue après centrifugation

Afin de suivre la répartition de l'eau dans les deux phases et en complément aux résultats obtenus après centrifugation de la phase émulsionnée, nous avons dosé l'eau dans la phase continue (méthode de Karl Fischer). Afin d'éviter une éventuelle contamination des échantillons par l'humidité ambiante, juste après centrifugation, les échantillons récupérés ont été fermés par des bouchons de liège. Après 24 h, on récupère un volume de 2 mL de phase surnageante. Le **Tableau III.11** regroupe les teneurs en eau de ces phases organiques.

**Tableau III.11 :** Teneur en eau dans la phase continue (gazole)

Groupe de Tensioactifs	A	B	C	D
Teneur en eau (mL)	0,25	0,09	0,17	0,12



La teneur en eau dans le gazole est assez faible. Elle varie de 1,8% pour le groupe B à 5% pour le groupe A. Ainsi, en combinant les résultats de centrifugation, de dosage de l'eau et en faisant un bilan matière, on aboutit à la répartition exacte de l'eau dans les différentes phases formées (**Tableau III.12**). Ces valeurs sont corroborées par les pourcentages d'eau obtenus après centrifugation.

**Tableau III.12** : Evolution de la stabilité des émulsions (E/H : 10/90)

Condition	Groupe A	Groupe B	Groupe C
<b>P : 7,5 g/L</b> Après 24 h : Emulsion/eau	16,8/3	20/3	16/5
<b>S : 7,5 g/L</b> Après 24 h : Emulsion/eau	16/0	20/3	14/5
<b>P+S : (7,5 + 7,5) g/L</b> - Après agitation : Emulsion (%) - Après 24 h : Emulsion/Eau - <b>Après centrifugation</b> (4000tr/min, 10min) <b>émulsion (%)</b> - <b>Après centrifugation<sup>a</sup></b> (4000tr/min, 10min) <b>Emulsion/eau (%)</b> 24 h de repos	100 17/0 70 80/0	100 15/0 18 50/23	100 5/4 50 15/60

a : après une première centrifugation, la phase émulsionnée a été à nouveau centrifugée (4000 tr/min) ; les pourcentages et les volumes sont ceux obtenus après centrifugation de la phase émulsionnée.

Les groupes donnant des proportions élevées de phase dispersée donnent un maximum d'eau dans la phase continue (gazole). Une présence importante d'eau dans le gazole reflète une bonne émulsification. Malgré les conditions sévères (vieillessement, centrifugation, température) subies par les différentes solutions, les tensioactifs utilisés sont capables de maintenir l'eau en émulsion. Une simple observation des émulsions juste après préparation n'est pas suffisante pour appréhender leur qualité et leur stabilité. En imposant aux systèmes un repos de 24 h, et vu la granulométrie observée, on favorise la séparation des phases par différence de densité entre l'eau et le gazole. Sur la base du pourcentage de phase émulsionnée avec le mélange de tensioactifs, après vieillissement de 24 h (**Tableau III.12**), le groupe A semble être le plus efficace, suivi de B, et de C (**Khodja et al., 2005c**).

Après 24 h de repos et avec des conditions plus sévères : centrifugation à 4000 tr/min durant 10 min, on confirme la stabilité de l'émulsion renfermant les tensioactifs du groupe A (**Figures III.12a** et **III.13**), alors que pour les autres groupes de tensioactifs, on note une instabilité de l'émulsion. Les résultats de centrifugation de la phase émulsionnée après 7 jours de repos confirment le même ordre. Par ailleurs, comme indiqué plus haut, le test réalisé par centrifugation à 70°C, montre la performance des groupes D et A par rapport à B (**Figure III.13**).

### III.6.4 Rhéologie et stabilité des émulsions

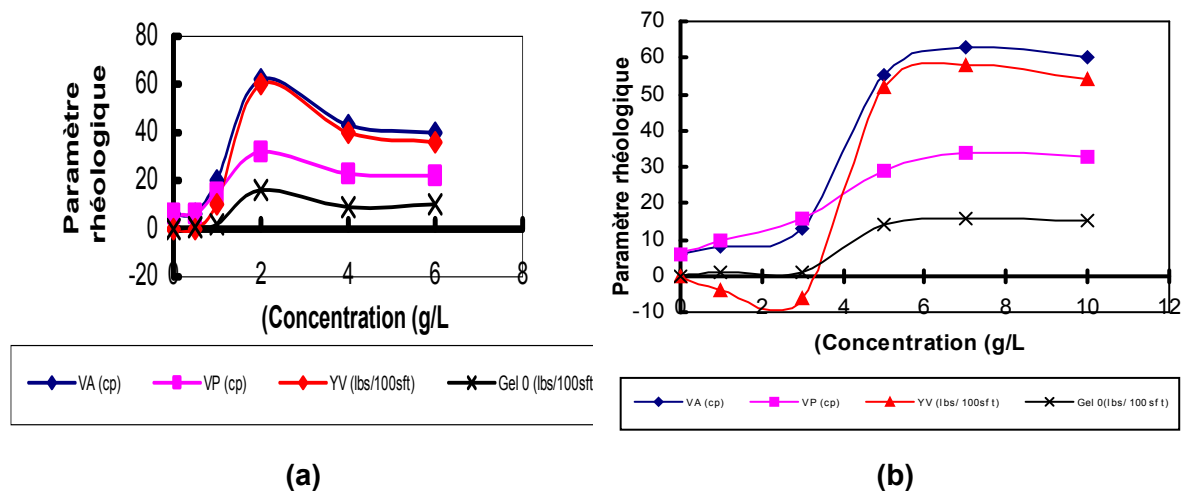
L'art de la formulation est le choix des constituants chimiques et de leurs proportions assurant les propriétés d'usage optimales d'un produit destiné à des applications bien définies, compte tenu du rapport qualité/prix qui exige un compromis. Les performances finales du produit formulé sont le résultat de la juxtaposition des propriétés des ingrédients, mais surtout de leurs interactions physico-chimiques. Ces interactions interviennent à l'échelle particulière (mésoscopique) ou microscopique, mais, dans le cas d'un mélange fluide, le produit fini possède une texture macroscopique qui gouverne ses propriétés rhéologiques. Nous avons examiné précédemment l'effet du type d'argile sur la rhéologie d'émulsions (E/H=10/90) sans tensioactif (**Figure III.12**) et les caractéristiques rhéologiques de systèmes alourdis (**Tableau III.9**). Dans ce qui suit, nous abordons le comportement rhéologique des émulsions stabilisés par des tensioactifs.

#### III.6.4.1 Influence de la salinité sur le comportement rhéologique des émulsions

Les variations des paramètres rhéologiques (VA, VP, YV, Gel<sub>0</sub>) des émulsions H/E : 80/20 montrent l'influence de la salinité de la phase dispersée. Pour le tensioactif anionique **As**, les courbes de la **Figure III.15a** passent par un maximum pour chacun des paramètres en fonction de la concentration en sel (NaCl). Ces maximums sont toujours observés autour de 2 g/L. Cependant, avec l'espèce non ionique **Ap**, les paramètres augmentent et tendent vers un palier (**Figure III.15b**). Signalons en outre que les propriétés rhéologiques du tensioactif non ionique se dégradent avec l'élévation de la température.

Pour les composés anioniques (**As et Es**) (**Tableau III.2**), il est admis que la dégradation des caractéristiques rhéologiques en présence de sel s'interprète par les interactions entre les ions de la solution et l'agent de surface. Le composé anionique **As** présente une sensibilité à la salinité pour une concentration en NaCl supérieure à 2 g/L (**Figure III.15a**). L'évolution des caractéristiques rhéologiques des émulsions préparées avec différentes concentrations en sel et à différentes températures est interprétée sur la base des structures formées dans le système.

Pour des concentrations croissantes en électrolyte, la diminution des répulsions électrostatiques comprime la double couche électrique et s'oppose à une augmentation de la viscosité, provoquée par le recouvrement des doubles couches, notable dans les émulsions concentrées (second effet électrovisqueux) (**Tadros, 1994**).



**Figure III.15 :** Variation des paramètres rhéologiques en fonction de la concentration en NaCl (a) anionique : AS et (b) non ionique : AP (E/H : 80/20)

**Tableau III.18:** Essais pilotes : vitesse d'avancement du forage dans quelques puits

<b>Puits</b>	<b>Outil utilisé</b>	<b>Avancement (m/h)</b>
<b>MD# 513</b>	<b>DP0139</b>	<b>19.56</b>
MD#505	MGR62HQPX	16.76
MD#469	FM2943	20.25
MD#476	FM2943	21.43
MD#493	FM2943	18.92
<b>OMP#262</b>	<b>MA62HPX</b>	<b>14.77</b>
OML#832	FM2943	23.82
OMP#412	MC45M	12.01
OMP#722	FM2943	16.51
OML#822	M44BP	13.85
OMO#87bis	AR547G	09.27

#### **III.6.4.2 Influence du rapport H/E sur la viscosité des émulsions**

Cette partie du travail consiste à suivre l'évolution des paramètres rhéologiques pour différents rapports H/E. Avec le rhéomètre Fann 35 A (**API, 2005**) le mode opératoire est le suivant:

- on dissout les tensioactifs (5 g de primaire et 5 g de secondaire) dans la phase huileuse,
- en maintenant le mélange sous agitation, on ajoute la phase dispersée (saumure) par petites quantités durant 2 min et on poursuit l'agitation pendant 5 min,
- on procède ensuite aux mesures rhéologiques.

D'après la **Figure III.16**, les viscosités apparente et plastique des émulsions préparées avec les tensioactifs du groupe D augmentent au fur et à mesure que l'émulsion devient plus riche en phase aqueuse (variation du rapport E/H) avec une augmentation plus appréciable à partir de 30% en saumure, et ceci a été constaté pour tous les groupes étudiés. Tant que l'on reste dans le domaine des émulsions E/H, ces propriétés varient donc en sens inverse de la stabilité électrique (**Figure III.10**), ce dernier test étant surtout utile pour les émulsions contenant des particules solides.

En effet, la fraction volumique de la phase dispersée est le facteur primordial affectant la viscosité des émulsions (**Einstein, 1906 ; Tadros, 1994**). L'ajout de phase dispersée (ici aqueuse) favorise le rapprochement des gouttelettes et modifie leur état d'agrégation. Les interactions dynamiques ainsi que la fréquence de collisions résultantes engendrent une augmentation de la viscosité. Une augmentation de la viscosité favorise la stabilité de l'émulsion d'une manière très remarquable même en présence d'une faible quantité d'émulsifiant. Du reste, les émulsions les plus fines sont en général les plus visqueuses et les plus stables.

Généralement, en forage, avec l'utilisation de 50% d'eau, on peut se passer des argiles organophiles, car l'émulsion est assez visqueuse. Cependant ces dernières jouent le rôle d'un co-tensioactif, qui contribue d'un côté à l'amélioration de la stabilité de l'émulsion et, d'un autre côté, à la réduction du volume de filtrat.

L'étude de l'influence de la concentration en agent actif sur les propriétés d'écoulement des émulsions ne peut être envisagée que si l'on compare des systèmes émulsionnés caractérisés par des gouttelettes dispersées de même taille et de même distribution granulométrique.

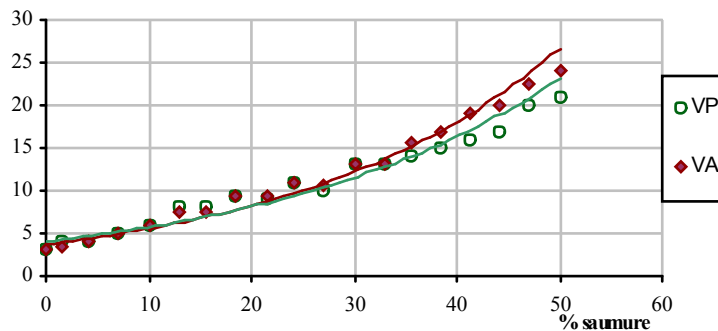


Figure III.16 : Evolution des viscosités en fonction de la proportion de phase aqueuse (saumure) (Groupe D)

Des études effectuées par **Schramm (1992)**, sur une série d'émulsions E/H stabilisées par du mono-oléate de sorbitane ont abouti à la conclusion qu'un accroissement de la concentration en tensioactif provoque une augmentation de la viscosité des émulsions par suite de la formation de micelles dans la phase continue à cause de l'excès d'émulsifiants.

L'augmentation de la teneur en phase dispersée d'une émulsion peut aboutir à sa déstabilisation et à son inversion. Une discussion détaillée de la notion d'"inversion de phase "catastrophique", introduite par Salager (**1988**), a été développée par cet auteur. Ce type d'inversion est induit par un changement de composition du mélange.

Plusieurs travaux (**Gilcrist et al., 1989 ; Vaessen et al., 1996 ; Vaessen et Stein, 1996 ; Kumar, 1996**) ont tenté de développer le modèle de la dynamique de la coalescence des gouttelettes dans les conditions d'écoulement. Il existe, dans la littérature, un grand nombre de travaux théoriques consacrés à la modélisation des propriétés rhéologiques des dispersions. Les contributions les plus importantes sont celles d'**Einstein (1906)**, de **Krieger et Dougherty (1959)** et de **Batchelor et Green (1972)**. **Palierne (1990)** a calculé le module de cisaillement complexe d'une émulsion d'inclusions viscoélastiques déformables dans une matrice viscoélastique.

L'application de la plupart des modèles reposant sur des calculs théoriques rigoureux est limitée au cas des dispersions semi-diluées. Pour des fractions volumiques plus importantes, il n'existe que des modèles empiriques. Ceci est dû au fait que ces modèles ne prennent pas en compte les interactions non-hydrodynamiques (stériques, coulombiennes ou de Van der Waals, par exemple) entre les inclusions de la phase dispersée. Ces interactions ne peuvent être négligées dans le cas des dispersions concentrées.

**Civan et Weers (2001)** ont décrit la décomposition ou l'instabilité de l'émulsion par un processus irréversible. En 2004, **Civan et al. (2004)** ont présenté un modèle pour l'évolution de l'émulsion et l'influence de la température et de la dilution par des solvants.

**III.6.4.3 Etude des performances des émulsifiants dans les fluides de forage**

Après les travaux réalisés avec les différents tensioactifs et d'autres additifs, il est intéressant de travailler sur des systèmes de fluides de forage complètement formulés. La caractérisation des boues et la comparaison entre les différents tensioactifs sont basées sur l'évaluation des mesures suivantes :

- Stabilité électrique
- Filtrat à haute température et/ou sous haute pression (HT/HP)
- Rhéologie de la boue juste après préparation et après un vieillissement de 24 h.

La composition des fluides formulés avec les différents tensioactifs ainsi que les caractéristiques rhéologiques sont présentées dans les **Tableaux III.13** et **III.14**.

**Tableau III.13** : Formulation d'un fluide de forage avec les tensioactifs A (E/H : 10/90)

Composant	Quantité
Gazole	296 mL
Eau	35 mL
Emulsifiant (As, Bs et Cs)	2,5 g
Emulsifiant (Ap, Bp et Cp)	2,5 g
Chaux	8 g
Argile organophile	7 g
Réducteur de filtrat	12 g
NaCl	12 g

**Tableau III.14** : Propriétés rhéologiques des fluides de forage préparés (E/H : 10/90)

Paramètre	C		B		A	
	5 min	24 h	5 min	24 h	5 min	24 h
$L_{600}^a$	21	23	27	30	25	30
$L_{300}^a$	10	10	14	15	13	19
$L_{200}^a$	8	8	9	11	10	12
$L_{100}^a$	5	5	6	6	5	7
$L_6^a$	2	2	2	2	2	1
$L_3^a$	1	1	1	1	1	1
VA (mPa.s)	10,5	11,5	13,5	15	12,5	15
VP (mPa.s)	11	13	13	15	12	11
$Gel_{0/10}$ (Pa)	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
YP (Pa)	0,25	1,25	0,25	0	0,25	2
Densité		0,90		0,92		0,92
SE (V)		500		615		540
Filtrat HP/HT		33 mL		6mL		8mL
Observation		100 % huile		100 % huile		100 % huile

a :  $L_x$  représente la lecture à x tr/min sur le rhéomètre Fann 35

Avec un rapport E/H : 10/90, il ne faut pas s'attendre à obtenir des viscosités importantes. La rhéologie des fluides est en effet directement liée à la teneur en phase dispersée et à la concentration en argile organophile. Pour tous les systèmes étudiés, les résultats de filtration sont marqués par une absence d'eau. Les émulsions demeurent stables après filtration (HP/HT) pour l'ensemble des formulations et donnent des propriétés rhéologiques assez proches. Cependant, le système C a présenté un filtrat plus élevé.

Pour les systèmes contenant les tensioactifs des groupes B et C avec E/H : 10/90, le suivi de l'évolution de la viscosité plastique à différentes températures (de 20 à 100 °C) montre sans surprise une diminution de la viscosité avec l'élévation de la température.

### **III.7 Essais pilote avec les nouveaux emulsifiants proposés (Groupe A)**

Suite aux travaux réalisés au laboratoire, nous avons effectué des essais pilote sur chantier pour le forage de la totalité de la phase 12<sup>n°1/4</sup> (une moyenne de 1400 m). Initialement, le forage de trois puits était prévu, mais, vu les résultats positifs des deux premiers essais, il a été décidé d'éviter un troisième forage. Les critères fixés pour l'évaluation du système sont :

- Stabilité des caractéristiques du système,
- Vitesse d'avancement des outils,
- Comptabilisation des bouchons d'eau et virulence des accrochages,
- Calibrage des puits et résultats des tests de cimentation (CBL : Cement Band Logging),
- Impact sur l'environnement : taux d'enrobage,
- Aspect financier : Stabilité de la boue, cavage, durée de la phase de forage 12<sup>n°1/4</sup> et volume utilisé.

#### **III.7.1. Formulations utilisées**

Dans une première phase, une formulation E/H : 40/60 a été proposée sous réserve de sécurité de la stabilité du système 50/50 sur chantier. Les **Tableaux III.15** et **III.16** regroupent la composition et les caractéristiques des trois formulations.

**Tableau III.15** : Formulation des fluides de forage avec les tensioactifs proposés (A)

<b>Produit</b>	<b>Formulation préconisée</b>	<b>Formulation obtenue sur MD#513</b>	<b>Formulation initiale sur OMP#262</b>
<b>Ap + As (L)</b>	20,83	18,93	20
<b>Argile organophile (kg)</b>	6	1,12	0
<b>Réducteur de filtrat (kg)</b>	20	8,12	6,3
<b>Chaux (kg)</b>	30	33,39	39
<b>Gazole (L)</b>	505	453	444
<b>Saumure saturée NaCl (L)</b>	380	453	452
<b>Barite (kg)</b>	243	218,4	214

**Tableau III.16 : Caractéristiques des fluides**

Paramètre	Requises	Premier essai	Deuxième essai
Densité	1,20 – 1,25	1,19-1,25	1,18-1,25
VP (mPa.s)	40-60	50-70	52-60
YP (Pa)	10-30	10-30	18-24
Gel <sub>0/10</sub> (Pa)	7/15	5-8 / 6-13	5-7 / 6-9
Rapport H/E	50/50	53/47	52/48
Filtrat HP/HT : 250 °F/500 psi	< 6	< 4	4 – 6
Stabilité électrique (V)	> 100	250 – 350	280 - 390
NaCl (g/L d'eau)	360	360	360
LGS <sup>a</sup> (%)	< 7	7 – 10	4,5 – 8,5
Sable (%)	< 1	< 1	< 1
P.b. <sup>b</sup> (%)	3 - 6	4 – 6	3.6 - 5

a: low gravity solids (solides à faible masse volumique) provenant du terrain foré,

b: phénolphtaléine boue ; paramètre relatif à l'alcalinité de la boue.

Pour le premier essai la formulation préconisée n'a pas été respectée dans sa totalité du fait qu'elle était prévue pour un rapport E/H : 40/60 et que les caractéristiques de la boue ont été ajustées au fur et à mesure de l'avancement du forage. Le deuxième essai nous a permis d'optimiser davantage la formulation arrêtée à l'issue du premier essai : seulement 6,3 kg/m<sup>3</sup> de réducteur de filtrat ont été utilisés et l'argile organophile n'a pas été ajoutée du fait de l'intégration de 220 m<sup>3</sup> de "vieille" boue du premier essai (**Tableau III.15**) contenant déjà du réducteur de filtrat, du viscosifiant et des solides.

La comparaison des deux formulations par rapport aux caractéristiques requises montre quelques différences dans les valeurs des viscosités plastiques obtenues ainsi qu'une légère variation des rapports E/H. Le deuxième essai a corrigé les valeurs obtenues en évitant l'utilisation des argiles organophiles avec la réduction de la concentration en réducteur de filtrat et en barite.

La différence entre les résultats obtenus pour les deux essais par le système A est due au fait qu'ils ont été réalisés sur deux appareils de forage équipés différemment en matière de moyens d'épuration mécanique. La différence dans les taux de rétention observée (**Tableau III.17**) peut être liée à une différence dans les opérations de traitement et dans les caractéristiques rhéologiques du système (VP et YV). Il en est de même en ce qui concerne la différence entre les résultats des systèmes B et D, dont les tests ont été réalisés à des dates différentes et avec des appareils différents.

**Tableau III.17 : Enrobage des cuttings**

Système de fluide	Rétention d'huile (litres/mètre foré)
Système A : 1 <sup>er</sup> essai	30,80
Système A : 2 <sup>e</sup> essai	38,06
Système B	26,00
Système D	28,50

### III.7.2 Stabilité et calibrage du trou

Les enregistrements des calipers (CBL) ont donné respectivement 6 et 11% d'excès par rapport au volume de trou sur les puits MD#513 et OMP#262, en accord avec les autres systèmes.

### III.7.3 Qualité des cimentations

L'enregistrement CBL sur la colonne 9<sup>5/8</sup> du puits MD#513 montre une bonne cimentation, notamment la parfaite isolation des différents niveaux aquifères. Cet excellent résultat est dû en grande partie à un bon profil du trou (calibré).

### III.7.4 Vitesse d'avancement du forage

Bien que le type de boue n'ait pas une grande influence sur la vitesse de pénétration (ROP), la comparaison des avancements réalisés sur les puits MD#513 et OMP#262 et sur les puits avoisinants (**Tableau III.18**) peut être considérée en faveur du système A.

Les résultats des premières expériences (ROP entre 14,77 et 19,56) sont dans le même intervalle de variation que les ROP des autres puits. Ces résultats peuvent encore s'améliorer en continu en fonction du changement des paramètres influents tels que le type d'outil et l'optimisation des paramètres de forage. En plus, on rappelle que, les puits répertoriés ayant été forés dans des périodes différentes et avec des appareils et des équipements différents, ce tableau ne donne qu'une information globale sur les intervalles de ROP obtenus avec les différents cas de fluides et dans les différents puits.

**Tableau III.18:** Essais pilotes : vitesse d'avancement du forage dans quelques puits

<b>Puits</b>	<b>Outil utilisé</b>	<b>Avancement (m/h)</b>
<b>MD# 513</b>	<b>DP0139</b>	<b>19.56</b>
MD#505	MGR62HQPX	16.76
MD#469	FM2943	20.25
MD#476	FM2943	21.43
MD#493	FM2943	18.92
<b>OMP#262</b>	<b>MA62HPX</b>	<b>14.77</b>
OML#832	FM2943	23.82
OMP#412	MC45M	12.01
OMP#722	FM2943	16.51
OML#822	M44BP	13.85
OMO#87bis	AR547G	09.27



### **III.8 Synthèse des résultats et conclusions**

Après avoir acquis quelques connaissances sur la structure des tensioactifs sélectionnés et sur certaines de leurs propriétés physico-chimiques (cmc, HLB,...), nous nous sommes concentrés sur l'étude de la stabilité des émulsions inverses formées par les mélanges gazole/eau ou saumure saturée/tensioactif, en examinant également l'influence des autres additifs (argiles organophiles, réducteurs de filtrat, barite et chaux) sur la qualité de l'émulsion.

En respectant le mode de préparation pour les bonnes pratiques d'évaluation des boues à l'huile recommandé par les laboratoires spécialisés dans les fluides de forage, nous avons montré que ces tensioactifs ne peuvent en aucun cas donner une émulsion macroscopiquement homogène sans agitation mécanique. Dans cette étude, la concentration en tensioactifs donnant : i) un pourcentage d'émulsion élevé, ij) la meilleure résistance à la centrifugation et iij) une bonne stabilité électrique, a été choisie comme étant la concentration optimale. L'évaluation de ces trois paramètres nous a permis de déduire un classement pour les différents groupes de tensioactifs.

i) Le mélange d'au moins deux espèces de tensioactifs, ioniques et non ioniques, en concentrations égales avec différents rapports H/E, permet une émulsification totale. De tels mélanges sont donc capables de "résister" à un excès d'eau, c'est-à-dire de stabiliser des gouttelettes de phase aqueuse. Ils confèrent une meilleure performance au système en augmentant sa viscosité ainsi qu'en réduisant les incompatibilités vis-à-vis des ions présents en solution. Dans la plupart des émulsions préparées, une coalescence partielle est observée au bout de 24 h maximum (test de stabilité au repos). Le volume de la phase émulsionnée ne dépasse pas 30% du volume total, variant selon la nature des tensioactifs. Sur la base du seul pourcentage d'émulsion résiduelle, les tensioactifs A sont les plus efficaces, suivis des mélanges B, D et C.

L'apparition de l'eau est aussi un indicateur majeur de l'instabilité de l'émulsion : on considère ce phénomène comme inversement proportionnel à l'efficacité du tensioactif. L'association des proportions les plus élevées d'émulsion résiduelle et des plus faibles pourcentages d'eau libre classe en tête les tensioactifs primaires du groupe B, suivis de ceux du groupe A ainsi que les tensioactifs secondaires de ces mêmes groupes.

ij) Avec des conditions plus sévères, une centrifugation de 4000 tr/min durant 10 min, on confirme la stabilité de l'émulsion renfermant les tensioactifs du groupe A par une absence d'eau, alors que pour les autres groupes de tensioactifs, on note une instabilité de l'émulsion. Une centrifugation à 80°C, montre le meilleur comportement des groupes D et A par rapport au groupe B.

iij) Pour ce qui est de la stabilité électrique, le comportement des émulsions en fonction de la concentration en tensioactifs primaires est presque similaire pour les familles A et B et ce, dans toute la gamme de concentrations parcourue. Excepté pour le tensioactif secondaire du groupe D, la stabilité électrique augmente avec la concentration et atteint un palier dont la valeur dépend du type de tensioactif. Dans toute la gamme de concentrations, les plus grandes valeurs de stabilité électrique sont enregistrées pour le tensioactif primaire du groupe B.

Avec les tensioactifs secondaires la tendance est différente. Le tensioactif secondaire du groupe A donne la stabilité électrique la plus élevée dans toute la gamme de concentrations étudiée. Pour chaque famille d'émulsifiants il est ainsi possible de détecter des optimums de composition et de concentration totale en émulsifiants conduisant à de meilleures propriétés d'émulsification. En fait, les mesures de stabilité électrique ne nous ont pas été d'une grande aide pour l'interprétation de nos résultats portant sur les pourcentages d'émulsification.

Tous les systèmes montrent une bonne stabilité électrique lorsque les pourcentages en tensioactifs primaires et secondaires sont égaux. Dans la gamme des faibles concentrations et pour un rapport équimassique en tensioactifs primaires et secondaires, la stabilité électrique du groupe A varie peu avec la concentration. Cette variation est plus prononcée pour les tensioactifs B. Pour le groupe C, les limites de stabilité électrique sont obtenues dans la gamme des faibles concentrations.

En revanche, la stabilité électrique peut être largement exploitée dans l'étude des systèmes émulsionnés en présence de solides. Que ce soit avec l'argile organophile ou avec la barite, une augmentation de la teneur en solides accroît la stabilité électrique. Cette variation peut être expliquée par l'adsorption des particules solides aux interfaces gouttelettes d'eau/phase continue entraînant une rigidification du film interfacial, qui contribue à stabiliser l'émulsion.

L'étude de la performance des argiles organophiles dans les systèmes OBM peut être une bonne voie pour apprécier la qualité des viscosifiants. De fait, la stabilité électrique et la viscosité augmentent en fonction de la concentration en argiles organophiles. Probablement en raison de leur affinité pour les deux phases, ces substances influencent la viscosité des OBM bien davantage que les réducteurs de filtrat, qui possèdent essentiellement une affinité pour la phase organique. La chaux ne paraît pas influencer la rhéologie des émulsions, mais la stabilité électrique, qui croît avec la concentration en chaux, est plus importante qu'en présence du seul couple de tensioactifs. En plus de son action sur le pH, la chaux peut activer les tensioactifs (par complexation) et améliorer leur pouvoir émulsifiant.

La viscosité augmente avec la proportion de phase aqueuse. Cette augmentation est plus appréciable à partir du rapport 60/40. Pour des fractions volumiques de phase dispersée dépassant 50%, les émulsions deviennent très visqueuses. En effet, l'addition d'eau favorise le rapprochement des gouttelettes et modifie leur état d'agrégation. Les interactions dynamiques ainsi que la fréquence de collisions résultantes engendrent une augmentation de la viscosité, ce qui favorise la stabilité de l'émulsion même en présence d'une faible quantité d'émulsifiant. L'utilisation de ce type d'émulsion lors de forage nécessite la réduction de la quantité d'argile organophile. Cependant, comme cette dernière se comporte comme un co-tensioactif qui contribue d'un côté à l'amélioration de la stabilité de l'émulsion et d'un autre côté à la réduction du volume de filtrat, l'utilisation de ce type d'émulsion (assez visqueuse, avec peu d'argile) pour le forage n'est pas recommandée.

La stabilité des émulsions obtenues peut être caractérisée par granulométrie laser. En effet, plus l'émulsion est fine et monodispersée, meilleure est sa stabilité. D'après l'analyse de la distribution granulométrique laser sur deux groupes de tensioactifs, on a affaire à des émulsions plutôt grossières (diamètre moyen des gouttelettes de l'ordre de 100 µm).

Avec le tensioactif principal ou secondaire seul, le diamètre moyen est de l'ordre de 100 à 150 µm. Pour un mélange de tensioactifs, il se situe dans une plage de 60 à 100 µm. Ces résultats confirment l'apport du mélange à la stabilité des systèmes émulsionnés. La phase dispersée d'une émulsion si grossière finit par décanter à travers l'huile sous l'effet de son poids. L'ajout des additifs (argile organophile, réducteur de filtrat,...) améliore la stabilité de l'émulsion.

Du point de vue granulométrique, les tensioactifs du groupe A donnent une granulométrie plus fine que les autres systèmes.

La synthèse des résultats obtenus montre une grande similitude dans les performances entre les tensioactifs des groupes A et B (pourcentage d'émulsion au repos, pourcentage d'eau après vieillissement, variation de la stabilité électrique avec les tensioactifs primaires et secondaires, répartition granulométrique de la phase dispersée,...). Cependant, avec la considération d'autres paramètres, on peut établir un ordre de performance différent.

Enfin, et suite à la présentation des résultats les plus importants, l'expérimentateur sera face à la nécessité d'un compromis sur les paramètres afin de pouvoir établir des règles pour l'évaluation des performances des additifs. Les outils de ce choix seront certainement fonction des contraintes d'utilisation et des priorités à considérer. Le système A, de par le contrôle facile de ses caractéristiques et les avantages technico-économiques qu'il présente, s'annonce prometteur dans une première étape d'essais pour une éventuelle substitution aux autres émulsifiants conventionnels.

Durant le forage du réservoir, l'endommagement des formations traversées ne peut être totalement évité à cause de la surpression nécessaire que doit exercer la colonne de boue sur le réservoir. L'infiltration est causée principalement par la circulation du fluide de forage donnant naissance à la formation d'un cake dont l'épaisseur dépend, en plus de l'influence des conditions de circulation du fluide, de la nature des additifs utilisés dans les fluides (OBM ou WBM). Les recherches de laboratoire sur les formulations de fluides adaptées à la roche sont toujours d'actualité. Le **chapitre IV** en abordera quelques aspects.

# **Chapitre IV**

## **Filtration et modélisation de l'endommagement de la roche réservoir**

Le problème de l'endommagement des réservoirs par les fluides de forage, de complétion et de "workover" et de son impact sur la production des puits pétroliers est souvent évoqué par les différents intervenants sur le champ de HMD. Depuis 1990, des dizaines de puits horizontaux ont été forés dans ce champ avec comme objectifs la caractérisation complète du réservoir d'une part, et d'autre part, le développement des interzones et des autres niveaux réservoir, tel que le niveau R2 qui représente environ 30% des réserves en place. Cependant, l'inconvénient des puits horizontaux est lié au déclin rapide de production, enregistré avec un taux annuel plus de 15% (**Achi, 2004**).

L'endommagement des drains traversés par filtration du fluide de forage ne peut être totalement évité à cause de la surpression nécessaire que doit exercer la colonne de boue sur le réservoir. Notre approche tentera non seulement d'appréhender l'impact des fluides de forage et des méthodes d'étude des processus d'endommagement des roches réservoirs, mais également l'incidence de cet endommagement sur la production pétrolière. Nous examinerons le colmatage par les fluides de forage avec l'étude de l'évolution de l'endommagement par les différents additifs utilisés. Ce phénomène est étroitement lié à la nature de la roche et aux interactions fluides de forage-roche.

Dans une première partie, quelques résultats de laboratoire, portant sur des essais de déplacement par les fluides de forage, réalisés sur une centaine d'échantillons de roche (plus de) de puits de différentes zones et d'autres sur des grès de Berea, seront présentés. La variation des perméabilités en fonction des différents additifs (tensioactifs utilisés en tant qu'émulsifiants et agents mouillants) des fluides OBM et WBM, sera également évaluée. Les recherches de laboratoire sur des formulations de fluides adaptées à la roche et aux fluides présents dans cette roche, pour étudier l'endommagement des abords du puits par les fluides de forage injectés, sont aussi abordées sous les aspects théoriques par une simulation de filtration du fluide de forage pour définir la loi de filtration et évaluer l'endommagement.

La deuxième partie portera sur l'analyse et la prévision de l'endommagement avec des essais de modélisation appliqués au cas étudié (**Khodja et al., 2007a**) sur la base du travail de **Parn-anurak et Engler (2005)** qui ont simulé la filtration des WBM et prévu l'endommagement dans le cas des puits horizontaux. Il est à signaler que l'analyse des tests de puits horizontaux est très complexe et difficile à interpréter pour plusieurs raisons (**Tiab, 2000 ; Baba et al., 2002**) : i) le fait que, dans le champ de HMD, les drains sont forés en "slanted" (incliné) pour des considérations de production, alors que la plupart des modèles mathématiques supposent que le puits est horizontal et parallèle au sommet et aux limites de réservoir.; ii) la difficulté de connaître la longueur effective productrice (effet de la longueur du drain et des propriétés du réservoir) et iii) l'effet de capacité des puits horizontaux. Selon le modèle appliqué, des liens possibles entre la composition des fluides utilisés dans le réservoir et l'importance de l'endommagement induit pourront être décelés.

## IV.1 Essais de déplacement par les fluides de forage

### Méthodologie

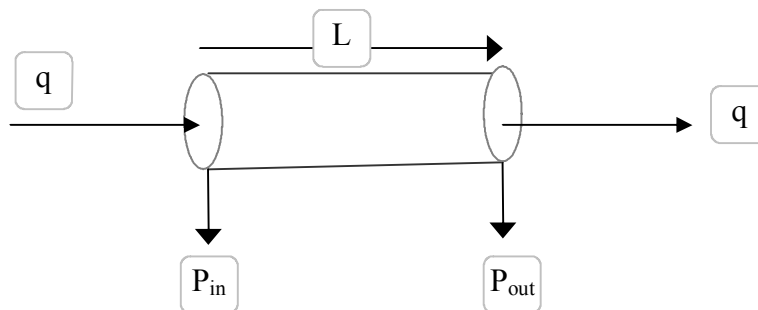
Les essais sont réalisés sur des échantillons cylindriques (plugs) prélevés des carottes de la roche réservoir. Après élimination de la contamination par des opérations de lavage, nous procédons à la détermination des propriétés pétrophysiques (**Annexe IV**). Une opération de saturation sous vide des plugs durant plus de 24h par une eau de gisement a été réalisée afin de simuler les conditions in situ de la roche réservoir.

Les tests de déplacement sont réalisés majoritairement dans des conditions statiques, à 80°C et avec une différence de pression de 20 kgf/m<sup>2</sup>.

*Détermination de la perméabilité initiale (K<sub>i</sub>)* : L'échantillon à étudier est placé dans le porte-carotte de la cellule Hassler (**Figure IV.1**) sous une pression de confinement de 1500 psi. Un drainage au Soltrol 130 (huile isoparaffinique de référence) est effectué pendant un certain temps (avec un volume égal à environ dix fois le volume des pores) ; après stabilisation de l'écoulement, une mesure de débit à chaud (80°C) permet de déterminer la perméabilité initiale (K<sub>i</sub>) suivant la formule de DARCY :

$$K = \frac{Q \eta L}{\Delta P A} 1000$$

K : Perméabilité (mD), Q: Débit (mL/mn),  $\eta$ : Viscosité du fluide (cP), L: Longueur de l'échantillon (cm),  $\Delta P$  : *Différence de pression* (psi), A : Surface de l'échantillon (cm<sup>2</sup>)



**Figure IV.1** : Principe de l'équipement utilisé pour les essais de déplacement

*Test de colmatage*. La boue à tester doit être bien homogénéisée. La cellule de boue, le porte-carotte et tout le circuit sont chauffés à 80°C. Une fois la température atteinte, le fluide de forage est injecté à travers l'échantillon sous pression. Le filtrat est relevé à intervalles de temps réguliers et ceci pendant toute l'opération d'endommagement qui dure trois heures.

*Détermination de la perméabilité finale (K<sub>f</sub>)*. L'échantillon ainsi colmaté par la boue subira un décolmatage à chaud par une circulation d'huile dans le sens production jusqu'à l'obtention d'un fluide en écoulement clair et stable. Le débit (Q) est mesuré, puis la perméabilité finale est calculée.

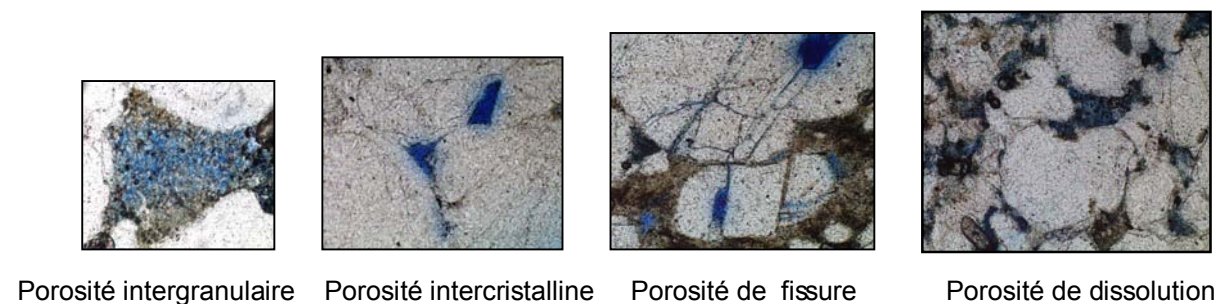
Le taux (pourcentage) de colmatage, C, est déterminé d'après **l'équation IV.1** :

$$\%C = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \quad (\text{IV.1})$$

## IV.2 Caractérisations minéralogique et pétrophysique de la roche réservoir de HMD

La minéralogie des échantillons du réservoir est caractérisée par la prédominance du quartz (90 à 95%) avec présence de kaolinite et d'illite et d'un peu de chlorite. En plus de la composition minéralogique, les caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité) de la roche ont été déterminées. Dans l'**Annexe IV**, on donne le principe des méthodes utilisées.

La caractérisation pétrographique par l'étude sur plaques minces (**Figure IV.2**) montre la prédominance du quartz avec la présence de plusieurs types de porosité.



**Figure IV.2** : Exemples de porosité dans la roche réservoir de HMD (Grossissement x 10 LN)

## IV.3 Essais d'endommagement par les OBM

Des difficultés d'exploitation des résultats inhérents à la comparaison de l'endommagement induit par les fluides complets formulés sont souvent signalées. Dans cet objectif, des essais de déplacement sont étudiés en tenant compte de l'évolution des propriétés des fluides avec l'ajout successif des additifs.

### IV.3.1 Endommagement par les fluides de forage formulés

Une première synthèse des travaux réalisés sur une centaine d'échantillons de roche issus des différentes zones du champ de HMD a montré un large intervalle des pourcentages d'endommagement. Ainsi, les échantillons les plus perméables sont les plus endommagés, mais aussi plusieurs facteurs affectent le pourcentage d'endommagement tels que l'augmentation de la différence de pression, la viscosité, la teneur en phase dispersée, la composition des fluides et la nature des additifs. Par ailleurs, les formulations alourdis en barite, provoquent aussi davantage d'endommagement. Le **tableau IV.1** regroupe quelques résultats de tests obtenus sur une centaine d'échantillons de roche réservoir des puits de HMD. Ces tests sont réalisés dans différentes conditions et avec différentes formulations de systèmes OBM.

Comme il est difficile d'évaluer les causes exactes de l'endommagement quand plusieurs paramètres varient simultanément dans les systèmes les plus utilisés pour le forage de la phase réservoir des puits de HMD, une étude comparative (**Khodja et al., 2005e**) entre trois systèmes

OBM (rapport H/E: 95/05, tensioactifs B, C et D) a été réalisée sur des échantillons de roche des mêmes puits (OMN#533, OMJ#703 et ONM#451) et avec trois différents intervalles de perméabilités,  $K_{air}$  faible ( $\approx 13$  mD), moyenne (71 à 78 mD) et élevée (100 à 115 mD).

Les résultats obtenus montrent des pourcentages de colmatage (C) importants pour les trois systèmes et pour les trois gammes de perméabilités sélectionnées (**Tableaux IV.2 et IV.3**). Les valeurs de C sont toutefois nettement plus élevées pour des perméabilités supérieures à 70 mD.

**Tableau IV.1** : Colmatage par des boues à l'huile

Rapport H/E	100/0	95/05	90/10	80/20	50/50
Nombre d'échantillons	15	45	25	12	07
Densité	0,83	0,87	0,87	0,88	0,98
Porosité (%)	6-14	6-14	6-15	8-14	6-12
Différence de pression (kgf/m <sup>2</sup> )	40-60	15-20-25-30	60-80	40	40
$K_{air}$ (mD)	4 - 170	1-211	5-389	26 -491	3-344
Viscosité plastique, VP (cP)	6-33 - 45-68	17-22	7-8	15	37-42
Pourcentage de colmatage, C(%)	5-78	51-94	6-54	41-52	53-89

**Tableau IV.2** : Formulation des trois systèmes de fluides émulsionnés

Constituant	Système B	Système C	Système D
Gazole	910 mL	878 mL	447.5 mL
Argile organophile	20 g	40 g	11,4 g
Emulsifiant principal	4 g	6 mL	3,56 g
Emulsifiant secondaire	4 g	3 mL	5,7 g
Chaux	17 g	10 g	11,4 g
Saumure	55 mL	52 mL	35 mL
Réducteur de filtrat	20 mL	35 g	8,55 g

**Tableau IV.3** : Résultats des tests d'endommagement

Système	Puits	$K_{air}$ (mD)	$K_i$ (mD)	$K_f$ (mD)	C (%)
B	OMN#533	13,12	0,7	0,3	57,1
C		13,31	2,6	1,0	61,5
D		13,20	0,6	0,2	66,7
B	OMJ#703	77,73	14,0	1,4	90,0
C		76,13	14,8	2,1	85,5
D		71,24	19,5	0,5	97,4
B	ONM#451	99,99	28,5	2	92,9
C		102,72	44,0	6	86,4
D		114,96	29,2	0,7	97,6



Dans le souci d'approcher les conditions réelles auxquelles est soumise la boue, d'autres tests ont porté sur les fluides de forage des systèmes B, C et D utilisés pour la phase réservoir 6", avec la sélection de quelques échantillons de roche réservoir de la zone (OMO) du champ de HMD.

L'analyse minéralogique révèle principalement une teneur importante en quartz (88 à 95%) avec présence de kaolinite (5 à 12%), 1 à 3% de barytine, un maximum de 1% d'illite et des traces de chlorite et de sidérite. Avec l'utilisation d'additifs différents mais selon un même rapport huile/eau (95/05), et afin d'évaluer l'endommagement induit par les formulations utilisées sur chantier en présence des solides de la formation (fines particules), les trois systèmes ont été prélevés directement des bacs actifs sur le chantier. Les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont obtenues pour les trois systèmes étudiés (**Tableau IV.4**) et dans le **tableau IV.5** sont regroupés les résultats obtenus pour les tests d'endommagement (**Hamadou et Mekkeri, 2007**).

**Tableau IV.4** : Caractéristiques des systèmes OBM

Système	d	VP (cP)	Gel 0/10 (Pa)	Rapport H/E	Filtrat HP/HT (mL)	Stabilité électrique (V)	Solides (%)
B	1,09	14	9/11	94/6	4	1780	17
C	1,08	8	11/13	95/5	4,4	1700	17
D	1,09	14	9/10	94/6	4	1770	17

**Tableau IV.5** : Résultats des tests d'endommagement

Puits	Système	$\Phi$ (%)	$K_{air}$ (mD)	$K_i$ (mD)	$K_f$ (mD)	C (%)
OMO#62	B	11,19	11,81	3,3	1,0	69,69
OMO#343	C	12,84	26,12	4,0	1,4	65,00
OMO#751	D	10,53	14,04	4,8	0,9	81,25
OMO#343	B	14,29	72,37	13,2	5,1	61,36
OMO#62	C	12,70	85,88	25,1	5,1	79,68
OMO#343	D	14,67	50,16	13,5	2,2	83,70
OMO#343	B	13,11	176,75	9,3	1,7	81,72
OMO#751	C	15,11	113,99	20,6	6,1	70,40
OMO#751	D	11,97	221,09	18	4,8	73,33

Les résultats des tests au laboratoire ont révélé des pourcentages de colmatage très élevés, assez variables d'un échantillon à l'autre. Le système B provoque un moindre endommagement des échantillons de faible ou moyenne perméabilité mais endommage plus fortement l'échantillon de perméabilité élevée. Ainsi, la dispersion des valeurs obtenues montre les difficultés d'exploitation des résultats en terme de choix du meilleur système. Afin de comprendre les mécanismes mis en jeu et le rôle de chaque additif, des essais de déplacement des additifs pris individuellement ont été réalisés.

**IV.3.2 Endommagement par les tensioactifs**

Les OBM contiennent une variété de tensioactifs utilisés en tant qu'émulsifiants et agents mouillants. Plusieurs travaux ont montré que les tensioactifs peuvent causer un changement important de la mouillabilité (Thomas et al., 1984 ; Ballard et Dawe, 1988 ; Cuiec, 1989 ; Menezes et al., 1989 ; Scanner et Azar, 1994 ; Yan et Sharma, 1989 ; Mckinney et Azar, 1998 ; Skali et al., 2004 ; Tong et Morrow, 2006). Le choix de ces composés est donc dicté par leur influence sur la mouillabilité et sur l'endommagement de la roche réservoir. L'influence de quelques composés émulsifiants les plus largement utilisés, sur les perméabilités de la roche réservoir des puits d'une même zone, est évaluée.

La CEC de ces échantillons de roche varie de 9 à 11 méq/100g d'argile. Le protocole adopté pour les tests de déplacement est le suivant :

- Saturation des échantillons de la roche réservoir sous vide pendant 24 h avec une eau synthétique (eau de gisement) préalablement préparée et filtrée,
- Déplacement de l'eau de gisement dans le sens production afin de déterminer la perméabilité à l'eau de gisement ( $K_b$ ),
- Déplacement du Soltrol dans le sens production afin de déterminer la perméabilité au soltrol ( $K_i$ )
- Déplacement du gazole dans le sens production afin de déterminer la perméabilité au gazole ( $K_g$ ),
- Test de déplacement des solutions étudiées dans le sens injection,
- Déplacement du Soltrol dans le sens production pour déterminer la perméabilité finale ( $K_f$ )
- Calcul du pourcentage de colmatage C.

Les résultats de ces tests de déplacement (Tableau IV.6) avec les différentes solutions de tensioactifs montrent l'influence de la nature des tensioactifs et de leurs mélanges sur la variation de l'endommagement.

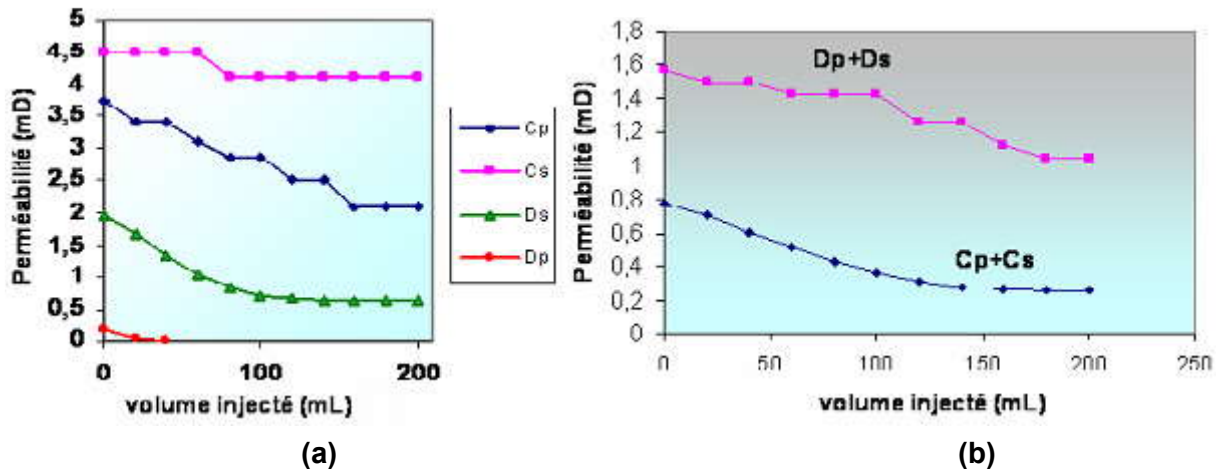
**Tableau IV.6 : Résultats des tests de déplacements avec les fluides à base de gazole**

Echantillon	Solution	Porosité (%)	$K_{air}$ (mD)	$K_b$ (mD)	$K_g$ (mD)	$K_i$ (mD)	$K_f$ (mD)	C (%)
OMM#533	G + 1% Cp	11.31	37.34	3.60	2.60	3.20	1.10	60.0
OMM#422	G + 1% Cs	10.98	41.57	7.10	2.00	3.00	1.20	65.6
OMM#412	G + 1% Dp	06.36	15.77	3.20	0.65	0.70	0.02	97.1
OMM#422	G + 1% Ds	10.97	33.80	3.60	2.40	2.80	0.60	78.6
OMM#533	G + 1% Cp + 1% Cs	07.18	13.31	2.70	0.37	0.73	0.33	54.8
OMM#533	G + 1% Dp + 1% Ds	07.39	14.50	2.20	0.64	0.67	0.30	55.2

G: gazole,  $K_{air}$  : perméabilité à l'air,  $K_b$  : perméabilité à la saumure,  $K_g$ : perméabilité au gazole,  $K_i$  et  $K_f$  : perméabilité initiale et finale au Soltrol (solvant isoparaffinique), C: Coefficient de colmatage ou d'endommagement donné par la relation :  $C = 100.(K_i - K_f)/K_i$

L'analyse des résultats obtenus sur l'évolution des perméabilités de la roche en fonction du temps pour différents types de solutions (Figures IV.3a et IV.3b) montre que pour les deux groupes, les mélanges de tensioactifs (Cp + Cs) et (Dp + Ds) entraînent moins d'endommagement que les tensioactifs seuls (Khodja et al., 2006d).

Pour un seul tensioactif, la perméabilité diminue et par conséquent le colmatage augmente. Les émulsifiants du groupe C provoquent moins d'endommagement que ceux du groupe D. Les valeurs obtenues sont respectivement de 60 et 65,6 pour C et de 78,6 et 97,1 pour D. Ces valeurs sont supérieures à celles obtenues avec le mélange (~55%).



**Figure IV.3 :** Evolution des perméabilités : (a) Gazole + un seul tensioactif ;  
(b) Gazole + mélange de tensioactifs

\* Pour la solution (Gazole + Dp), le potentiel  $\zeta$  avant déplacement est de 1,6 mV, alors qu'il est égal à 0.2 mV après déplacement (à la sortie du milieu poreux),

\* Pour la solution (Gazole + Dp + Ds), on observe une valeur du potentiel  $\zeta$  constante et proche de 0,1 mV (très faible).

**Yan et Sharma (1989)** ont montré une différence d'altération de la mouillabilité de la roche par le filtrat de la boue, causée par chaque additif seul (émulsifiant ou agent mouillant) et un effet moindre du fluide formulé (entier) sur la roche. **MacDonald et Buller (1992)** ont étudié aussi l'influence des tensioactifs utilisés dans un système OBM : 80/20. Ils ont établi une corrélation entre l'altération de la mouillabilité et la réduction de la perméabilité relative. Ils ont suggéré que l'endommagement causé par les émulsifiants du fluide (OBM) ne devait pas être attribué seulement à un effet sur la mouillabilité. Un tensioactif pur peut induire un changement fort de la mouillabilité de la roche, alors que le tensioactif du commerce peut causer un effet moindre sur la mouillabilité. Il a évoqué l'effet d'une précipitation organique dérivant des émulsifiants du commerce, qui peut contribuer significativement à l'endommagement observé. Ainsi, la nature chimique et la qualité des additifs utilisés (**Tableau III.3**) dans la formulation des émulsifiants sont toutes deux importantes (**Khodja, 1997**).

Ces tests confirment les résultats obtenus dans des travaux antérieurs réalisés avec la méthode Amott (**Khodja et al., 2006d et 2007a**). Pour le gazole, l'indice de mouillabilité est égale à 0,82 (forte mouillabilité à l'eau), alors que le mélange gazole + un tensioactif (Cp) a montré un changement important de la gamme de mouillabilité à 0,14 (faible mouillabilité à l'eau) en comparaison avec d'autres tensioactifs de même type (cationique).

Cette variation de perméabilité observée a conduit à suivre l'évolution du potentiel  $\xi$  des effluents des solutions injectées. Ainsi, pour la solution (Gazole+Cp), le potentiel  $\xi$  diminue, passant de 7,4 mV avant déplacement à 0,2 mV après déplacement, et pour la solution (Gazole+Cp+Cs), le potentiel  $\xi$  reste stable avec des valeurs comprises entre 0,1 et 0,2 mV avant et après déplacement. Pour les tensioactifs seuls (Cp et Dp) de nature cationique, le potentiel  $\xi$  diminue à cause d'une interaction soit (solide-liquide) entre les charges négatives du milieu poreux et les charges du tensioactif, soit (liquide-liquide) entre les ions issus de l'eau de gisement saturant la roche avec la solution de tensioactif.

Pour les mélanges de tensioactifs cationiques et non ioniques, il apparaît une similitude entre l'endommagement et la variation du potentiel  $\xi$ . La stabilité du potentiel avant et après déplacement peut être expliquée par la faible interaction du mélange de tensioactifs avec le milieu poreux ou liquide. La charge a été déjà réduite en amont (avant déplacement).

Si l'on compare les valeurs de potentiels  $\xi$  d'un tensioactif primaire cationique seul (Cp ou Dp) à celles du potentiel  $\xi$  du mélange cationique + non ionique, on remarque une diminution du potentiel qui peut être dû i) soit à une réduction de la densité superficielle de charge des micelles mixtes par rapport aux micelles ioniques pures, et ii) soit à une diminution de la mobilité électrophorétique associée à l'augmentation de la viscosité du milieu (cmc des mélanges plus faible que celle des tensioactifs purs, donc concentration en micelles mixtes plus élevée à concentration totale donnée); ce qui explique les variations de déplacement (endommagement) (**Khodja et al., 2007a**). Ainsi, la mesure du potentiel  $\xi$  montre l'importance des interactions électrostatiques mises en jeu lors du déplacement des solutions à travers le milieu poreux, interactions associées à la force ionique des solutions. Cette différence de comportement des tensioactifs en termes de charge et de propriétés reflète une différence dans l'adsorption de ces molécules en milieu poreux, ce qui par conséquent peut expliquer l'altération de la mouillabilité, sujet largement discuté par plusieurs auteurs.

Afin de pouvoir négliger l'influence de l'hétérogénéité structurale et minéralogique une dizaine d'échantillons de roche réservoir d'une même zone et d'un même puits ont été sélectionnés (**Tableau IV.7**). Un suivi continu des perméabilités au brut pour différents débits (0,5; 1 et 1,5 mL/min) a été effectué lors du déplacement des solutions de gazole avec un seul et avec un mélange de tensioactifs des groupes A, C et D. Indépendamment de l'influence de la variation minéralogique et pétrophysique des échantillons, le rapport  $K_{\text{solut}}/K_{\text{air}}$  a été calculé afin de mettre en évidence l'influence des interactions roche-solution sur la variation des écoulements. Les conditions opératoires sont les suivantes :

- Température des essais (ambiante: 24 °C),
- Pression de confinement : 1500 psi,
- Saturation sous vide par une solution salée saturée à 320 g/L NaCl,
- Injection d'une solution de brut de HMD d'un volume à raison de 5 à 10 fois le volume des pores pour la mise en place de la saturation en eau irréductible,
- Injection de solutions de tensioactifs à débit constant (0,5; 1 et 1,5 mL/min) à raison de 5 à 15 fois le volume des pores et évaluation de la perméabilité avec cette solution.

Les résultats obtenus pour les différentes solutions étudiées (**Tableau IV.7**) montrent un rapport des perméabilités  $K_{\text{solut.}}/K_{\text{air}}$  vis-à-vis des tensioactifs primaire (principal) et secondaire toujours inférieur au rapport vis-à-vis du mélange, ce qui confirme l'influence des caractéristiques du mélange des tensioactifs sur la variation de l'écoulement.

Avec les échantillons (11, 12 et 13) les plus perméables, la comparaison des rapports des perméabilités  $K_{\text{solut.}}/K_{\text{air}}$  montre qu'avec l'ajout des additifs, l'écoulement sera de plus en plus difficile comparativement au mélange 10. Le cas de la solution 11, qui donne le rapport le plus faible ( $K_{\text{solut.}}/K_{\text{air}}=0,05$ ) montre l'effet de la composition minéralogique sur l'endommagement. Des exemples de variations de perméabilités (**Figures IV.4a et b**) pour différentes solutions de tensioactifs montrent une augmentation des perméabilités au brut avec le débit d'injection pour l'ensemble des solutions injectées, quelles que soient les caractéristiques de la roche traversée (porosité et perméabilité).

Les tensioactifs ioniques (primaires) affectent énormément les perméabilités (**Figure IV.4b**) comparativement aux tensioactifs non ioniques (secondaires). De plus, le groupe A (émulsifiant anionique), malgré la différence de masse molaire entre  $A_p$  (323g/mol) et  $A_s$  (529g/mol), engendrant généralement une différence de viscosité, donne de faibles valeurs de perméabilités

**Tableau IV.7 : Influence des additifs sur les tests de déplacements des solutions de tensioactifs**

Echantillon	$K_{\text{air}}$ (mD)	Porosité $\Phi$ (%)	Solution	Viscosité (cP)	$K_{\text{solut.}}$ (mD)			$K_{\text{solut.}}/K_{\text{air}}$ 1 mL/min
					0.5 (mL/min)	1 (mL/min)	1.55 (mL/min)	
1. OML#103	06,14	09,50	1 : Gazole	2,40	1,1	1,3	1,5	0,21
2. OML#103	143,47	17,13	2: 1+1% $A_p$	2,85	22,6	30,8	36,3	0,21
3. OML#103	83,42	12,76	3: 1+1% $A_s$	2,84	16,1	23,5	27,7	0,28
4. OML#103	220,77	14,86	<b>4: 2+1% <math>A_s</math></b>	2,84	70,5	<b>137,5</b>	177,1	<b>0,62</b>
5. OMO#62	29,10	10,16	5: 1+1% $C_p$	2,55	7,3	8,4	9,4	0,29
6. OML#103	10,07	09,37	6 : 1+1% $C_s$	2,92	1,5	1,8	1,8	0,18
7. OML#103	35,01	14,68	<b>7: 5+1% <math>C_s</math></b>	2,87	12,5	<b>16,9</b>	17,9	<b>0,48</b>
8. OML#103	62,93	11,75	8: 1+1% $D_p$	2,60	4,5	5,6	7,1	0,09
9. OML#103	64,81	12,11	9: 1+1% $D_s$	2,75	5,1	6,4	8,3	0,10
10. OML#103	69,81	13,14	<b>10: 8 +1% <math>D_s</math></b>	2,77	48,2	<b>55,9</b>	60,2	<b>0,80</b>
11. OMO#343	247,07	14,84	11:1+ 1% $D_{ao}$	2,85	8,7	11,9	19,8	0,05
12. OMO#343	279,77	12,54	12: 7+ $D_{ao}$	2,55	35,1	44,6	47,5	0,16
13. OML#103	406,66	11,54	13:12 + Saum. sat. (E/H:05/95)	2,85	32,9	44,4	45,9	0,11

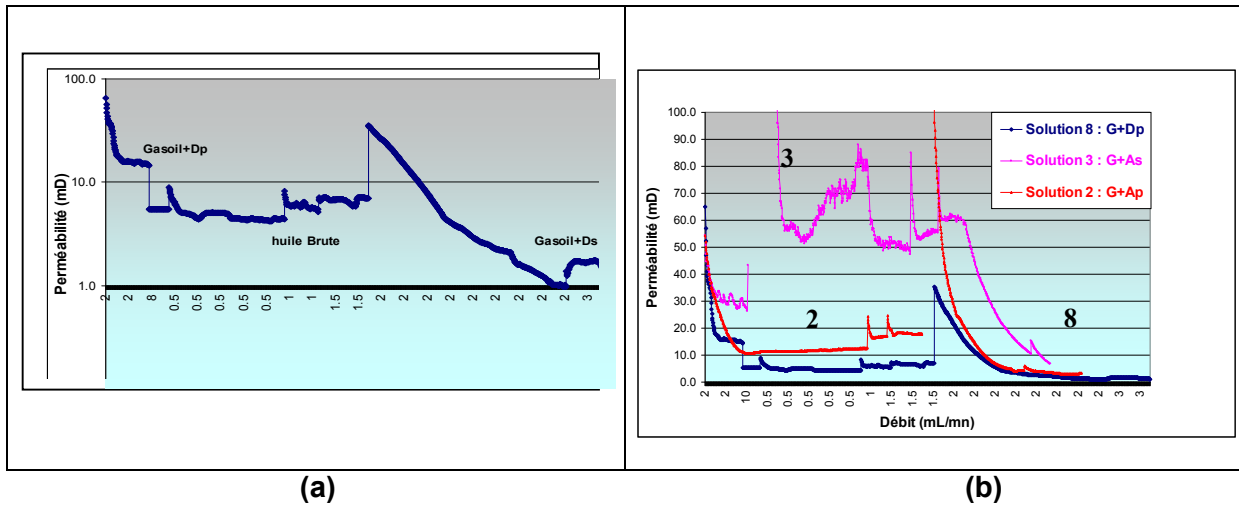


Figure IV.4 : Exemple de variation de la perméabilité au brut en fonction de l'ajout des émulsifiants (a) et (b) Systèmes A et D

### IV.3.3 Endommagement par les autres additifs

A la lumière des premiers résultats obtenus, et vu les difficultés de déplacement des solutions à travers des échantillons peu perméables, une étude de l'évolution des perméabilités sur deux échantillons de grès de Berea perméable (plus de 800 mD) a été effectuée en fonction de l'ajout progressif des additifs des deux systèmes de fluides C et D. Un exemple (Figure IV.5) des modèles obtenus pour les deux systèmes étudiés montre que l'ajout des additifs à la formulation augmente l'endommagement avec une différence importante entre la perméabilité à l'air, **A**, et celle à l'eau de gisement, **B**, et d'autre part une stabilité des valeurs avec les solutions **C**, **D** et **E**. Malgré l'importance de la perméabilité initiale de la roche, l'injection progressive des additifs ne fait qu'endommager le milieu (mélanges **D** à **G**). Ces résultats peuvent être expliqués principalement par l'augmentation de la viscosité sous l'influence des additifs entraînant la réduction des perméabilités. La même tendance a été observée sur les échantillons de roche réservoir (11, 12 et 13) présentés dans le tableau IV.7.

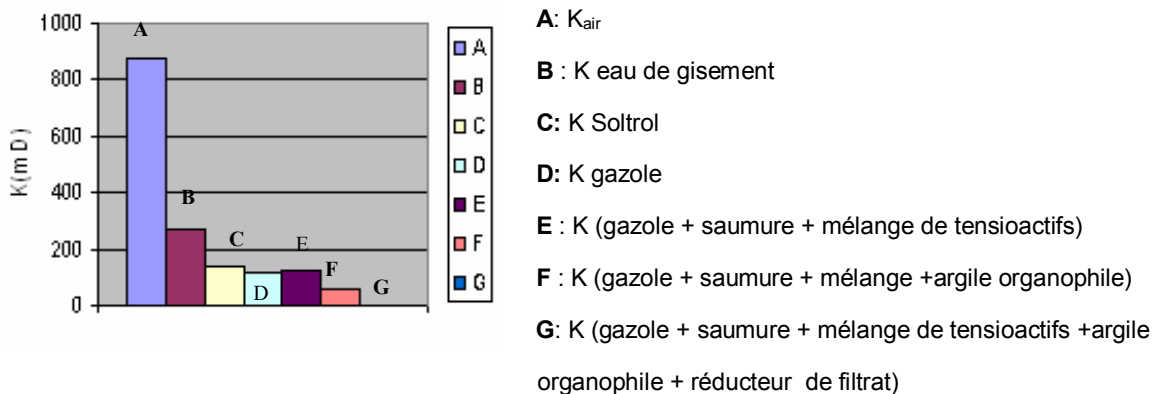
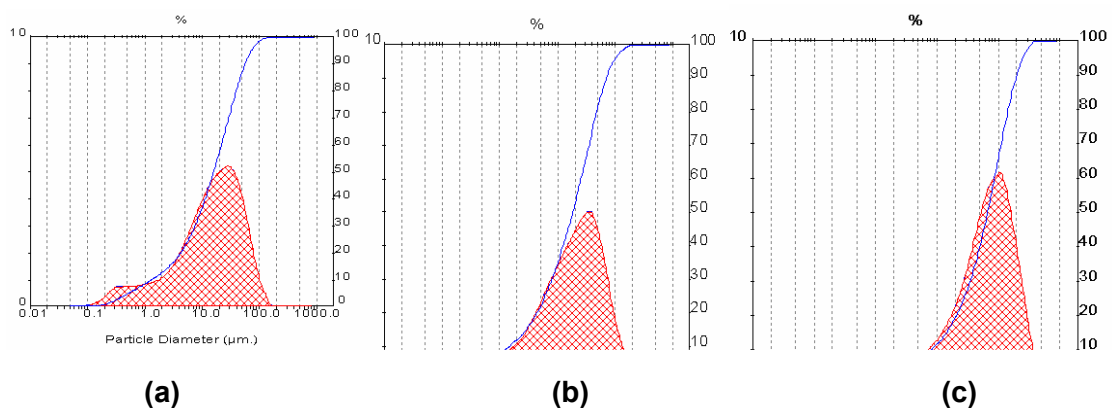


Figure IV.5 : Evolution de la perméabilité en fonction de l'ajout des additifs (cas du système D)

La comparaison entre les deux réducteurs de filtrat des groupes C et D de même nature (à base d'asphalte) a montré que l'ajout de cet additif (en **G**) augmente l'endommagement du milieu (perméabilité nulle).

Une chute de perméabilité de 90% pour le groupe C et de 99% pour le groupe D a été observée. Cette différence peut être liée à la répartition des particules en solution et par conséquent à une éventuelle solubilisation et/ou aux interactions avec les additifs du système ainsi qu'avec la roche (interactions électrostatiques ou adsorption physique). On peut évoquer aussi l'influence de la granulométrie des particules: avec de fines particules, l'endommagement est plus important (cas du système D). Les distributions granulométriques des réducteurs de filtrat des groupes C et D, de nature asphalténique, sont similaires, mais celle relative au réducteur de filtrat du groupe E, un composé à base de lignite, est assez différente et fortement décalée vers les grandes tailles de particules (**Figure IV.6**) ((**Khodja et al., 2006d**)).



**Figure IV.6** : Répartition granulométrique des réducteurs de filtrat (a) système C, (b) système D et (c) système E

Les deux systèmes C et D montrent une nette différence dans les valeurs de perméabilités obtenues, qui peut être liée à la nature, à la composition chimique, et à la granulométrie des additifs utilisés. Du point de vue performance des additifs utilisés dans les fluides de forage, un réducteur de filtrat fin expose une grande surface spécifique comparativement à un réducteur de filtrat de granulométrie plus grande (**Tableau IV.8**).

**Tableau IV.8** : Caractéristiques de l'émulsion

Groupe	d (V; 0.1)	d (V; 0.5)	d (V; 0.9)	Surface spécifique* (m <sup>2</sup> /g)
<b>C</b>	1,45	18,40	70,44	2,00
<b>D</b>	1,30	15,92	56,34	2,09
<b>E</b>	8,23	66,79	200	0,88

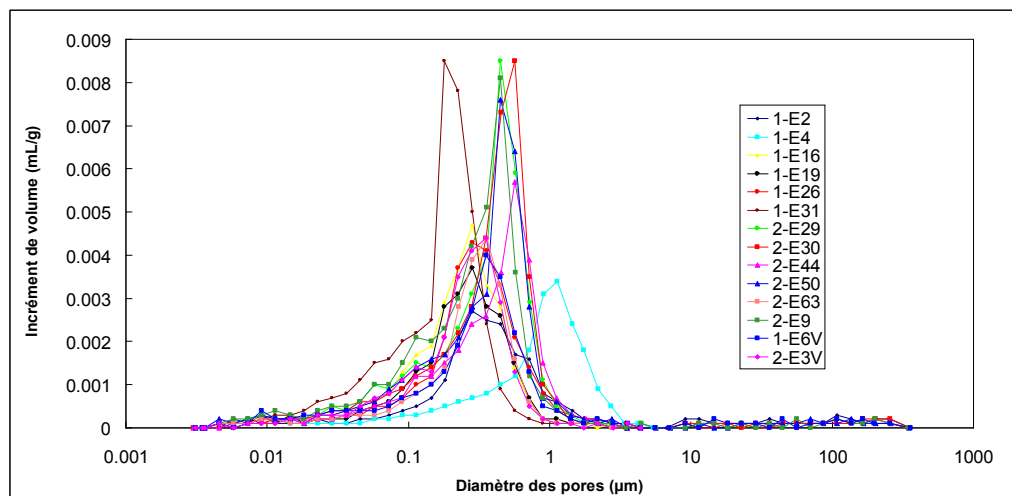
\* : surface spécifique approximative donnée par granulométrie laser

Une faible granulométrie de l'additif contribue à améliorer les caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides (stabilité de l'émulsion, réduction du filtrat) et à éviter, relativement, les problèmes de pertes de circulation (bouchage partiel des pores de la formation).

Cependant, en termes d'endommagement, il faut certainement optimiser la dimension des additifs en fonction des caractéristiques de la formation traversée.

L'invasion du filtrat et la formation d'un cake épais induisent un endommagement important, alors qu'une bonne optimisation des réducteurs de filtrat et de la dimension des solides peut contribuer à la réduction de cet endommagement (**Argillier et al., 1996 ; Bailey et al., 1999**). Les particules fines pénètrent profondément dans la roche et sont difficilement éliminées comparativement aux grosses particules. **Dalmazzone et al. (2006)** ont étudié l'effet de l'optimisation du filtrat des WBM et des OBM sur la réduction de l'endommagement et ont montré qu'une bonne optimisation du fluide réduit l'invasion du filtrat.

A ce sujet, l'étude de la répartition des pores d'une série d'échantillons de roche réservoir de quelques puits du champ a montré une variation importante de s dimensions de moins de 1  $\mu\text{m}$  à plus de 30  $\mu\text{m}$ . Cependant, on remarque souvent une certaine uniformité des pores dans une série d'échantillons d'un même puits. Les échantillons les plus profonds ont donné des dimensions de pores plus faibles, ce qui confirme l'effet de la compaction. La **figure IV.7** donne un exemple où la dimension moyenne se situe entre 0,5 et 0,8  $\mu\text{m}$ .



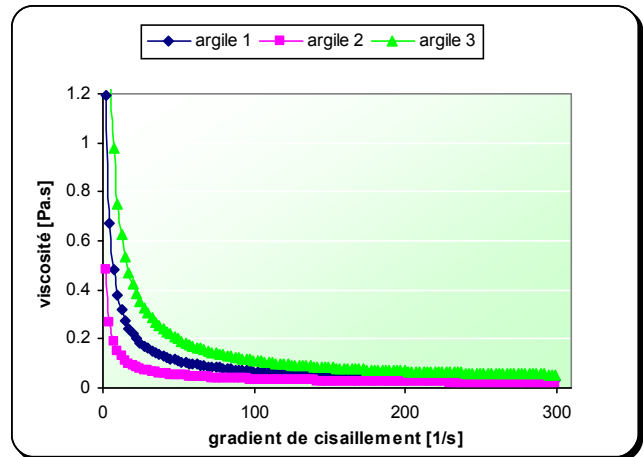
**Figure IV.7 :** Exemple de distribution des familles des pores au niveau du réservoir de HMD (Zone sud-ouest)

Cette information est d'une grande utilité dans le choix des dimension de solides (carbonates de calcium) à utiliser en tant qu'alourdissants et colmatants temporaires pour le forage du réservoir. L'ajout des argiles organophiles entraîne une augmentation de l'endommagement, pour le s deux groupes C et D, qui peut être expliquée par l'action des solides sur le milieu ainsi que par une éventuelle interaction entre la portion tensioactive de l'argile organophile (ammonium quaternaire) et les solides de la roche (**Khodja et al., 2006d**).



En fonction de la nature, de la composition et de la granulométrie de l'argile organophile, on peut s'attendre à l'obtention de propriétés rhéologiques différentes, induisant un endommagement différent. Un exemple de la variation de la viscosité d'une émulsion E/H de 10/90 préparée avec des argiles organophiles différentes (**Figure IV.8**) montre que le caractère rhéofluidifiant varie dans l'ordre : argile 3 > argile 1 > argile 2.

Les argiles organophiles sont largement utilisées dans les systèmes OBM et SOBM. Elles permettent d'augmenter la viscosité et d'améliorer la stabilité des émulsions. Dans le champ de HMD, depuis plus d'une décennie, la majorité des forages de développement sont en horizontal; l'ingénieur foreur et/ou le spécialiste de la boue sont amenés à utiliser des fluides de viscosité élevée afin de permettre la mise en suspension des solides et le nettoyage du trou. Dans le réservoir, le niveau producteur est fortement exposé au fluide, ce qui, par conséquent, augmente les risques d'invasion des fluides et d'endommagement de la roche réservoir surtout en présence de grandes quantités de solides en suspension (argiles organophiles).



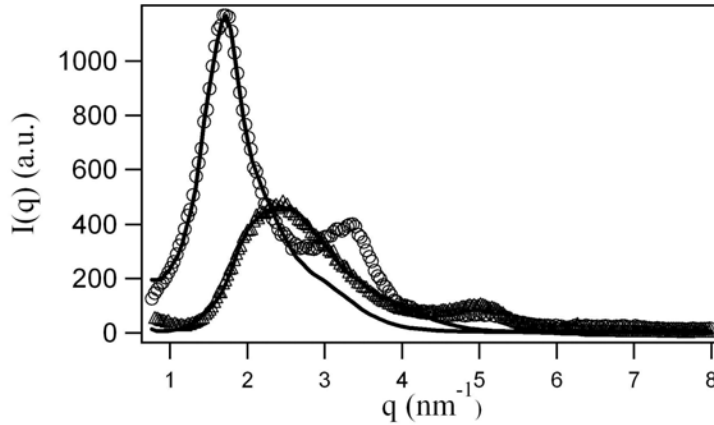
**Figure IV.8** : Variation de la viscosité pour trois types d'argiles organophiles

#### **IV.4 Analyse de l'endommagement par les systèmes émulsion-argile organophile : Etude par diffusion des neutrons aux petits angles (DPAN)**

Le mode d'endommagement par colmatage et/ou infiltration du fluide dans la roche réservoir peut-être lié à la taille et à l'état de dispersion des argiles organophiles contenues dans la formulation du fluide, en agissant par exemple sur la viscosité.

Une étude par diffusion des neutrons aux petits angles (DPAN) a donc été réalisée sur les émulsions E/H (10/90) en choisissant deux argiles organophiles, l'une préparée au laboratoire (OMt) et l'autre provenant du commerce (Système D: Dao). Le principe de la méthode ainsi que les détails des expériences sont présentés en **Annexe IV**. Les profils des diffractogrammes de RX des deux argiles organophiles, OMt et Dao, ont d'abord été enregistrés à l'état de poudre sèche, en mode transmission (**Figure IV.9**). Trois pics sont visibles pour OMt et seulement deux pour Dao. Ils correspondent aux différents ordres de la réflexion (00l). Les distances interfolaires obtenues à partir de la position du premier maximum sont égales à 3,64 nm (OMt) et 2,58 nm (Dao), ce qui correspond à un espace entre feuillets silicatés de 2,64 nm (OMt) et 1,58 nm (Dao), en supposant l'épaisseur du feuillet silicaté égale à 1 nm. **Mandalia et Bergaya (2006)** ont montré que l'augmentation du rapport tensioactif (TA)/CEC conduit à un accroissement de l'espace interfolaire car les chaînes hydrocarbonées du TA s'orientent plus perpendiculairement au feuillet, pour favoriser l'adsorption d'un plus grand nombre de molécules de TA à la surface du feuillet. Pour Dao, le rapport TA/CEC est donc vraisemblablement plus faible que pour OMt.

La réflexion (001) de chaque argile été modélisée avec le modèle de disque à structure cœur-couche (développé en **Annexe IV**). Les paramètres permettant d'obtenir le meilleur ajustement sont rassemblés dans le **Tableau IV.9**. Les profils sont sensibles au nombre moyen de feuillets empilés  $\langle N \rangle$ , à la distance interfoliaire  $d_i$  et aux fluctuations de la distance interfoliaire  $\Delta d_i$ , avec une distribution de  $d$  supposée gaussienne.



**Figure IV.9 :** Diffractogrammes par RX des argiles en poudre ( $\Delta$  : Dao et o : OMT) et ajustement du modèle des empilements de disque à structure cœur-couche (-)

**Tableau IV.9 :** Paramètres structuraux obtenus pour les argiles organophiles à partir de la réflexion (001) du profil de diffraction X (modèle de l'empilement de disques à structure cœur-couche)

	Espacement $d$ (nm)	Epaisseur de la couche de tensioactif : $D$ (nm)	Nombre de feuillets par empilement, $N$	Incertitude $\Delta d_i$ (nm)	Rayon du disque $R$ (nm)
Dao	2,60	$0,8 \pm 0,05$	11	0,8	195
OMt	3,5	$1,25 \pm 0,05$	8	0,9	164

Chaque feuillet silicaté est donc recouvert sur chacune de ses faces basales, par une couche de tensioactif de 1,3 nm pour OMT et de 0,8 nm pour Dao. L'espace occupé par le tensioactif entre deux feuillets est donc de 2,6 nm (OMT) et de 1,6 nm (Dao).

Le nombre moyen de feuillets empilés  $\langle N \rangle$  est un peu plus grand pour Dao mais  $d$  étant un peu plus faible, les deux argiles ont à peu près la même épaisseur d'empilement  $L_c = \langle N \rangle \cdot d(001)$ .

Les émulsions étudiées comportent cinq composés répartis en quatre phases : le gazole, l'eau, le feuillet alumino-silicaté, le tensioactif adsorbé sur le feuillet et les agents émulsifiants ajoutés en excès pour stabiliser l'émulsion, dissous dans le gazole. Dans une macroémulsion, comme celle qui est étudiée, les gouttelettes d'eau peuvent être assimilées à un ensemble de sphères, distribuées en taille.

Cependant les mesures de granulométrie laser (**Chapitre III**) ont montré qu'elles ont des dimensions bien supérieures à la plus grande dimension accessible à l'expérience de DPAN et que donc la taille et la distribution des gouttelettes d'eau dans l'émulsion ne sont pas accessibles par cette technique. Comme le montre le **tableau IV.10** rassemblant les valeurs de  $\bar{\rho}_N$ , le contraste neutronique  $\Delta\bar{\rho}_N = (\bar{\rho}_N(\text{gazole}) - \bar{\rho}_N(\text{eau}))$  est pratiquement nul, ce qui permet de négliger l'effet du contraste eau-gazole même aux plus petits angles (plus petites valeurs de q, donc plus grandes distances).

De même, si l'on considère la présence d'un agent émulsifiant à l'interface gazole-eau, la diffusion des gouttelettes d'eau devient assimilable à la diffusion d'un ensemble de sphères possédant une structure cœur-coquille, l'eau représentant le cœur et le tensioactif, la coquille. Dans ce cas, si l'échelle reste insuffisante pour observer l'ensemble de la sphère, l'épaisseur de la coquille, bien inférieure au diamètre des gouttelettes, pourrait diffuser dans le domaine de tailles accessible à l'expérience. La masse volumique de la phase formée par les émulsifiants ( $D_p + D_s$ ) à l'interface gazole-eau est inconnue, la longueur de diffusion neutronique  $\bar{\rho}_N$  de cette phase ne peut donc pas être calculée. Elle est, de plus, difficilement mesurable expérimentalement en utilisant la technique de variation de contraste puisque le domaine d'échelle n'est pas adapté.

**Tableau IV.10** : Analyse élémentaire, masse volumique et densité de longueur de diffusion  $\bar{\rho}_N$  des différentes phases contenues dans les émulsions

Produit	Analyse élémentaire (% massique)	Masse volumique $\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\rho_N$ (10 <sup>10</sup> cm <sup>-2</sup> )
<b>Gazole</b>	%C=82.9, %N=0.4, %H=13.7	0.832	-0.525
<b>SDBA</b>	%C=76.5, %N=3.3, %H=11.8, %Cl=8.4	0.99	0.158
<b>Tensioactif dans Dao*</b>	%C=79.9, %N=9.1, %, S=0.5, %H=11.1	0.9	0.45
<b>Eau</b>	%H=11.1, %O=88.9	1	-0.56
<b>Feuillet de montmorillonite</b>	%Si=30.64, %Al=12.2, %Fe=2.5, %Mg=1.27, %O=52.82, %H=0.55	2	4

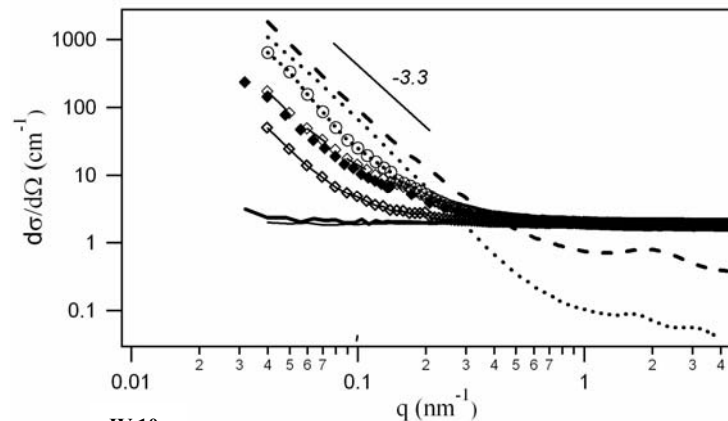
- obtenu à partir de la perte de masse de l'argile Dao après calcination

La diffusion d'une émulsion non stabilisée par un émulsifiant (émulsion eau/huile + Dao 3%) est très proche de la diffusion de l'émulsion complète, de même la diffusion du gazole seul et celle du gazole contenant l'agent émulsifiant ne présentent pas de différence significative (**Figure IV.10**).

En conclusion, nous pouvons déduire que, dans le domaine étudié, la diffusion est insensible à la présence des gouttelettes d'eau et à la présence de l'agent émulsifiant, que celui-ci soit localisé autour des gouttelettes ou bien réparti en excès dans le gazole.

La courbe de diffusion de l'émulsion traduit donc principalement la structure et la distribution des feuillets d'argile dans le gazole. Les courbes de diffusion obtenues sur les poudres et sur les émulsions sont rassemblées sur la **figure IV.10**.

Le gazole avec ou sans surfactant présente un fond de diffusion plat et de niveau élevé compte tenu respectivement de l'absence de structuration à l'échelle étudiée et de l'importante diffusion incohérente des atomes d'hydrogène présents en forte teneur (%H atomique= 66%). La comparaison entre les courbes des argiles organophiles (Dao) et (OMt) avec celles des différentes émulsions montre que le fond de diffusion plat du gazole prédomine sur les courbes de diffusion des émulsions pour  $q > 0.4 \text{ nm}^{-1}$ . De ce fait, la diffusion relative à la présence de l'argile organophile n'est sensible qu'en dessous de  $0.4 \text{ nm}^{-1}$  soit à des échelles d'observation telles que  $D > 8 \text{ nm}$ . La plus grande dimension de particules, accessible par l'expérience est d'environ  $75 \text{ nm}$  ( $q_{\text{min}} = 0.04 \text{ nm}^{-1}$ ). Les courbes DPAN montrent que la plus grande dimension de la particule dépasse les limites de l'expérience, car l'intensité n'atteint pas une valeur constante aux plus petites valeurs de  $q$ . En effet, les argiles sont composées de particules à fort degré d'anisométrie.



**Fig IV.10** Courbes de DPAN des émulsions et des composés intermédiaires  
 - - Dao ..... OMt — gazole — gazole + tensioactifs  
 -◇- 3% Dao dans eau/gazole+tensioactifs ◆ 3% Dao dans eau/gazole  
 ..◇.. 3% OMt dans eau/gazole+tensioactifs  
 -◇- 0.4% Dao dans eau/gazole+ tensioactifs

Le traitement des courbes intervient donc après avoir soustrait des spectres la contribution du gazole (**Figure IV.10**). Cependant, l'émulsion contenant 0,3g d'argile Dao pour 100 mL n'a pas été traitée car la diffusion de l'argile est trop faible vis-à-vis de la diffusion incohérente du gazole, rendant imprécise la courbe après soustraction.

Les courbes des deux argiles décroissent d'abord en  $q^{-3.3}$  pour  $0,03 < q < 0,5 \text{ nm}^{-1}$  avant que les oscillations correspondant à l'organisation périodique des feuillet ne soient visibles aux plus grandes valeurs de  $q$ . La décroissance en  $q^{-3.3}$  peut être attribuée au contraste pore-particule.

Dans ce cas, une décroissance en  $q^{-4}$  caractérisant une interface lisse avec transition franche de la densité neutronique à l'interface n'est donc pas observée. Cela peut être dû à l'adsorption du tensioactif à la surface du feuillet qui atténue le contraste interfacial.

Les fluctuations de densités neutroniques à 1 dimension, telles que celles observées à l'intérieur des empilements peuvent aussi générer une diffusion qui varie en  $q^{-2}$ .

Si celles-ci se manifestent à une échelle où l'interface pore-particule diffuse en  $q^{-4}$ , alors des lois de diffusion en  $q^{-\alpha}$  avec  $4 < \alpha < 3$ , comme celles obtenues sur les argiles, peuvent être observées. Cela est d'autant plus vraisemblable que l'épaisseur des empilements est faible vis-à-vis des valeurs de fluctuations  $\Delta(d)$ .

Aux grandes valeurs de  $q$ , la DPAN est sensible aux corrélations interfoliaires mais les réflexions (001) sont moins intenses que celles obtenues avec les rayons X car le contraste neutronique entre les feuillets aluminosilicatés et le tensioactif est environ 10 fois plus faible qu'avec les rayons X. De plus, les argiles organophiles contiennent de l'hydrogène dont la forte longueur de diffusion incohérente a pour effet d'atténuer encore l'intensité des réflexions aux neutrons. En DPAN, l'ajustement du modèle de diffusion de disques à structure cœur-couche (modèle développé en **Annexe IV**) est obtenu pour les paramètres du **tableau IV.11**.

Ceux-ci sont heureusement proches des valeurs obtenues à partir des RX (**Tableau IV.12**). Comme les courbes DPAN sont exprimées à l'échelle absolue, ( $\rho_N$ ), la densité de longueur de diffusion peut en principe être obtenue pour chaque phase. Les résultats du **tableau IV.11** montrent que l'incertitude sur ces valeurs est très grande comparée à l'incertitude mesurée sur les paramètres structuraux. La valeur du rayon de la plaquette,  $R$ , correspond à la plus petite valeur de  $R$  possible; des valeurs plus faibles deviendraient accessibles à l'expérience et l'intensité tendrait de ce fait vers une constante vers les plus petits  $q$ , ce qui n'est pas observé.

Sur les courbes de diffusion des émulsions (**Figure IV.11**), les modulations visibles sur les courbes des argiles en poudre ont disparu mais un épaulement plus large est obtenu pour des valeurs de  $q$  plus faibles  $q \approx 1\text{nm}^{-1}$ . La décroissance en  $q^{-3,3}$  observée sur les argiles en poudre a évolué vers une décroissance en  $q^{-2}$  pour les émulsions, attestant alors de la diffusion de particules en forme de plaquette c'est-à-dire d'épaisseur très faible par rapport au diamètre. La dispersion des particules dans le gazole peut expliquer cette évolution des courbes.

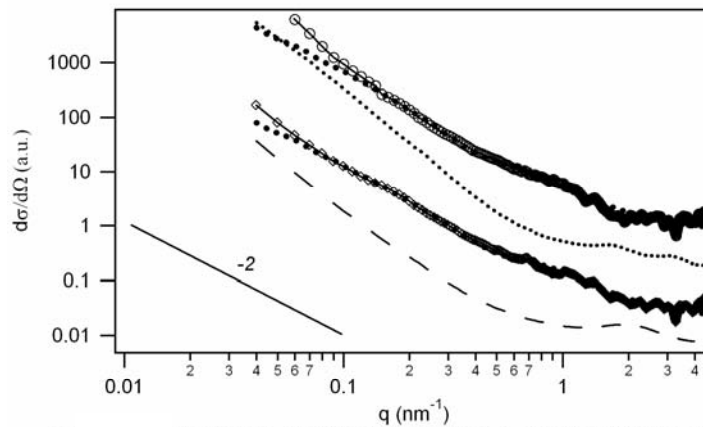
Concernant la modélisation, afin de limiter le nombre des paramètres variables, l'épaisseur du feuillet silicaté a été fixée à 1nm et la densité de longueur de diffusion neutronique  $\rho_N(g)$  du gazole a été fixée après calcul. Par ailleurs, pour tenir compte de l'accroissement de l'espace interfoliaire en raison de l'insertion de molécule du gazole, la densité des longueurs de diffusion  $\rho_N$  associée à l'espace interfoliaire  $\rho_N(d)$  correspond à la densité moyenne d'une phase qui contiendrait à la fois du tensioactif et du gazole.

Les résultats (**Tableau IV.12**) montrent que quelle que soit l'argile, les émulsions contiennent principalement une dispersion de feuillets isolés et couverts d'une épaisseur de 3nm de tensioactif. La viscosité de l'émulsion contenant l'argile Dao est supérieure à celle contenant la même quantité d'argile OMT (respectivement argile 3 et argile 2 sur la **figure IV.8**). Ainsi les différences structurales observées sur les argiles organophiles ne semblent pas jouer un rôle sur l'état de dispersion des argiles dans l'émulsion.

Il est alors possible que ce soit la différence de degré d'anisométrie des feuillets (extension latérale) qui soit responsable des différences de viscosité de ces deux émulsions.

**Tableau IV.11 :** Paramètres structuraux obtenus à partir de la modélisation des courbes DPAN

Paramètres d'ajustement	Dao	OMt
$\rho_N$ (feuillelet) ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	1,7 << 16	4,43
$\rho_N$ tensioactif ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	-10 << 4	2,92
$\rho_N$ gazole ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	-9 << 6	1,92
R : Rayon du disque (nm)	196±2	162
D : Epaisseur du tensioactif (nm)	0,79±0.01	1
<N> Nombre moyen de feuillets empilés	13,4±0.1	9,5
$d_i$ : Distance interfoliaire (nm)	2,58±0.01	3,0
$\sigma d$ : Déviation standard (nm)	0,97±0.01	0,749
Bruit de fond	0,343±0,003	0,05



**Fig V.11:** Emulsions à 4g/100ml d'argiles organophiles. Courbes de DPAN après correction de la diffusion incohérente et ajustement obtenu par le modèle des empilements de disques à structure coeur-couche (en pointillés)  
 —○— emulsion contenant Dao —○— emulsion contenant OMT.  
 Les courbes sont décalées pour une meilleure lisibilité et comparées aux courbes obtenues sur les argiles organophiles. — · Dao ····· OMT

**Tableau IV.12 :** Paramètres structuraux obtenus à partir de la modélisation des courbes DPAN des émulsions à 3% d'argile/100 mL

	3%Dao	3% OMT
<b>Contraintes</b>		
Épaisseur du feuillelet silicaté (nm)	1	1
$\rho_N$ solvant ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	-0.5	-0.5
<b>Paramètres d'ajustement</b>		
Rayon du disque, R (nm)	95.6±1	90.1±0.6
Épaisseur du tensioactif, D (nm)	2.9±0.1	3.0±0.1
Nombre moyen de couches par empilement, <N>	1.21±0.02	1.27±0.03
Espace interfoliaire, $d_i$ (nm)	6.8±0.1	7.0±0.1
Déviation standard, ( $\sigma d$ ) (nm)	2.0±0.1	2.0±0.2
$\rho_N$ feuillelet silicaté ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	4.72	3.95
$\rho_N$ (TA+solvant) ( $10^{10} \text{ cm}^{-2}$ )	-0.5±0	-0.46

En conclusion, il est possible que l'exfoliation quasi-totale des feuilletts d'argile organophile conduise à plusieurs conséquences, i) une augmentation de l'effet viscosifiant, ii) une augmentation de la surface spécifique et par conséquent de la réactivité et un endommagement iii) soit par la formation d'un film imperméable sur la paroi, soit par invasion des particules dans les pores de la roche.

#### **IV.5 Endommagement par les fluides WBM**

En raison des problèmes causés par les fluides à base d'eau, une première série d'expériences a été réalisée avec l'utilisation d'échantillons perméables et relativement homogènes (grès de Berea). Ces échantillons de grès sont caractérisés par la présence de quartz qui est l'élément le plus abondant avec un pourcentage moyen de 66,17 % (**Tableau IV.13**). Le ciment est carbonaté (calcite et sidérite,  $\text{FeCO}_3$ ) et peu argileux localement. On constate également la présence de feldspath en faible pourcentage. Ces grès présentent une très bonne porosité de type intergranulaire interconnectée. Ils sont très poreux à ciment rare représenté par quelques plages de calcite et d'argile. Les grès utilisés présentent une grande perméabilité à l'air de l'ordre de 900 mD (**Tableau IV.13**) avec une porosité de 20%. Ils constituent donc un milieu poreux important très susceptible de colmatage (endommagement) par invasion du filtrat du fluide utilisé. Les résultats des tests montrent des volumes de filtrats cumulés de l'ordre de 2 à 25mL de liquide ; cela dépend bien sûr des fluides testés. Les plus grands volumes ont été obtenus dans les solutions de bentonite à faible concentration (3g/L), alors que les solutions de bentonite + polymère ont donné des volumes moins importants (**Tableau IV.13**).

Pour les solutions polymère + bentonite, le pourcentage de colmatage moyen est de l'ordre de 70%. De plus, on remarque que les particules d'argile sont arrêtées très rapidement lors de la filtration, surtout dans des échantillons assez perméables (Grès de Berea), alors qu'on observe une filtration sélective des polymères qui peuvent pénétrer beaucoup plus profondément dans la roche.

Ces résultats ont été aussi observés dans le **chapitre II** où les solutions de polymères (cas du PHPA) ont même pu traverser le filtre (pastille). Certainement, cela est étroitement lié à la nature, aux dimensions, à la viscosité et à la charge du polymère en solution. Le polymère forme ainsi un film sur l'échantillon de roche et empêche l'écoulement du fluide.

**Sharma (1985) et Cuiec (1987)** ont montré que les fluides à base d'eau (WBM) n'affectent pas la mouillabilité du réservoir mais réduisent drastiquement la perméabilité de la roche. Ceci est dû à l'influence de la structure chimique des différents polymères qui tendent à s'adsorber sur les composés hydrophiles de la roche réservoir. L'endommagement par invasion du fluide dans la formation augmente la saturation en eau dans la roche. Cet effet est plus important si les additifs du fluide ne sont pas retenus dans le cake mais envahissent profondément le réservoir (**Argillier et al., 1999 ; Sharma, 1985 ; Sánchez et al., 2004 ; Audibert et Dalmazzone, 2006**).

L'analyse des mécanismes d'endommagement des fluides de forage (WBM ou OBM) montre que les fluides de forage à base d'eau réduisent la perméabilité par un effet d'accumulation des additifs (adsorption des polymères, invasion des solides : blocage des pores, ou invasion du filtrat : changement de saturation en eau de la roche réservoir), alors que pour les systèmes à base d'huile, l'effet des additifs sur la mouillabilité est plus prononcé.

Un changement de mouillabilité peut affecter la perméabilité (OBM), tandis que la réduction de la perméabilité n'implique pas obligatoirement un changement de mouillabilité (WBM).

**Tableau IV.13 :** Résultats des tests de déplacements avec des fluides à base d'eau (WBM)

Ech.	K <sub>air</sub> (mD)	Φ (%)	Epaisseur du cake (mm)	Filtrat cumulé (mL)	Système	C (%)
G.B	924	23,86	4	24,5	3g/L bentonite	75
G.B	941	21,59	3	15	30g/L bentonite	76,1
G.B	930	21,42	2,5	8	60g/L bentonite	75
G.B	945	22,38	1	5	30g/L bent.+ 1g/L XCD	-
G.B	938	24,68	1	5	30g/L bent.+1.5g/L XCD	-
G.B	924	22,22	1	5,5	30g/L bent.+ 2g/L XCD	-
G.B	941	22,77	2	6,5	30g/L bent.+ 2.5g/L XCD	-
G.B	964	23,98	1,5	7,5	30g/L bent.+3g/L XCD	-
G.B	955	25,01	1	4,5	30g/L bent.+ 3.5g/L XCD	-
G.B	964	24,20	1	3,5	30g/L bent.+ 4g/L XCD	-
G.B	1279	17,52	2	0,7	Boue à l'eau au PHPA	35,5
G.B	1000	16,09	1,5	5	Boue à l'eau au Silicate	85,7
G.B	1131	7,88	1,5	12	Boue à l'eau au Glycol	76,5
R.R	12	8,46	2	25	Boue au PHPA avec KCl	37,9
R.R	13	10,59	1,5	30	Boue au PHPA sans KCl	62,5

## IV.6 Modélisation de l'endommagement

### IV.6.1 Problèmes de production au niveau du champ de Hassi Messaoud

Durant plus de 50 ans d'activité, le champ de Hassi Messaoud a été largement étudié au niveau national ou international. Cependant, les problèmes rencontrés, liés à la mosaïque géologique et à l'hétérogénéité des formations traversées, sont encore d'actualité. L'analyse récente de l'état des puits confirme l'importance de ces problèmes. Dans l'**annexe IV** on donne quelques généralités sur les mécanismes d'endommagement au niveau du champ de HMD et les solutions proposées.

Sur plus de 1200 puits déjà forés, et sur la base de près de 700 puits producteurs d'huile, 15% des puits sont temporairement à l'arrêt. Mais une reprise réussie des puits est souvent enregistrée dans les zones de bonnes qualités du réservoir telles que les zones 3 (OMN#25), 4 (OMN#88 et OMJ#702b) et 20a (MD#508, MD#443 et MDZ#491).



Jusqu'à fin 2007 et sur plus de 200 puits forés horizontalement et près de 200 puits en "short radius", plus de 40 puits sont fermés et une vingtaine n'ont jamais produit d'hydrocarbures, suite au rapide déclin de production des puits horizontaux au cours du temps. En plus du coût élevé de forage des puits horizontaux, leur taux de participation à la production globale est proche de 20% contre 70% pour les puits verticaux. La décision de remplacer les puits verticaux par des horizontaux reste cependant un sujet d'actualité.

L'intérêt que nous portons aux puits horizontaux est motivé par les nombreux problèmes constatés. Une augmentation de la récupération demande un développement plus important du champ et donc une connaissance plus approfondie de la structure et des caractéristiques des différentes régions du gisement. Malgré l'abondance des données de carottes, de tests et de performances, les méthodes utilisées n'ont pas permis d'obtenir une description cohérente du gisement.

Dans l'espoir d'apporter de meilleures explications à ce phénomène, un grand effort a été entrepris pour la caractérisation et la modélisation du réservoir :

- Les méthodes géostatistiques permettront de mieux décider de la localisation des futures implantations des puits, et de mieux comprendre les phénomènes de balayage des fluides injectés (**Lebcir et Mas, 1998**),
- **Tiab et Engler (1996)** recommandent généralement le choix des puits déviés sur le champ de HMD. Cependant, cette option n'est pas intéressante pour le cas des multicouches (**Azzouguen et al., 2000**),
- La transformation des puits verticaux en "medium" et "short" permet de connecter les zones de faibles et de bonnes propriétés pétrophysiques et d'affiner le modèle géologique par l'intégration de la distribution des perméabilités,
- La modélisation des fractures sur la base des informations de carottes et d'imagerie permet d'identifier et de localiser plusieurs types de linéaments barrières, conductifs et "neuters" (**Murat et al., 2004**),
- L'exploitation adéquate des données des méthodes dites "d'intelligence artificielle" comme les réseaux de neurones pourrait donner des résultats encourageants et combler les imperfections et les écarts entre les mesures des tests de production (**Braham Chaouch, 2006**)

En résumé, on peut dire que compte tenu de l'étendue du gisement et en raison du caractère géologique complexe du champ de HMD, de l'hétérogénéité du réservoir, du nombre d'événements géologiques non encore répertoriés, de la grande variabilité des valeurs de perméabilité et des imprégnations d'hydrocarbures dans les puits, la modélisation parfaite du réservoir du champ de Hassi Messaoud n'est actuellement toujours pas achevée.

#### **IV.6.2 Filtration et modélisation de l'endommagement**

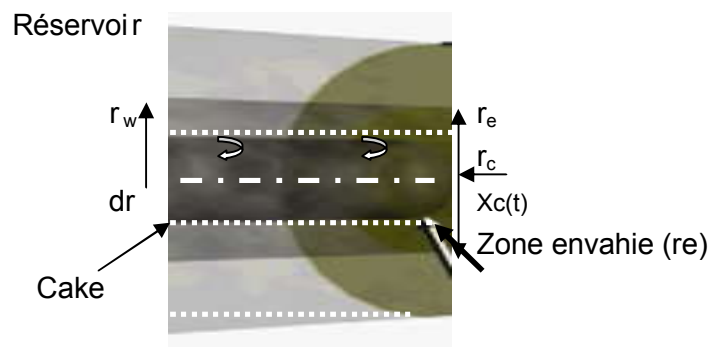
Outre le nombre important de travaux de caractérisation et de modélisation du réservoir et des études relatives à l'exploitation et à la modélisation des essais aux puits, les travaux de colmatage sont restés souvent tributaires des essais classiques de filtration statique et dynamique pour l'évaluation de l'endommagement par les fluides de forage (études au cas par cas).

Ces essais sont largement influencés par les conditions opératoires évoquées précédemment. Ainsi, malgré une hétérogénéité importante de la géologie de la roche réservoir et la complexité des fluides utilisés, une prévision de l'endommagement sera faite pour analyser les problèmes de chute de production par un travail de modélisation. **Parn-anurak et Engler (2005)** ont simulé la filtration des WBM pour prévoir l'endommagement dans le cas des puits horizontaux. Le modèle utilisé suppose l'utilisation d'une seule phase liquide, un flux du filtrat radial, un débit de circulation constant, des conditions isothermes, un déplacement immiscible, des pressions hydrostatiques (dues à la colonne de boue) et celles du réservoir, constantes, une absence d'invasion de particules solides et pas de changement du rapport porosité/perméabilité dans la zone envahie. Ce modèle suppose aussi une invasion par le fluide de forage seulement.

La prévision de l'endommagement par modélisation dans notre travail, porte sur l'analyse des résultats expérimentaux et l'intégration des données de chantier. Le suivi de la formation du cake, de l'invasion du filtrat et le calcul du "Skin" seront les paramètres essentiels d'évaluation de l'endommagement.

Le facteur skin est un paramètre sans dimension qui traduit la différence de perte de charge existant aux abords du puits, entre le réservoir et le puits. Les équations mathématiques utilisées pour l'estimation des paramètres nécessaires à l'application du modèle seront présentées. Le développement du modèle ainsi que les données et programme utilisés seront détaillés en **Annexe IV**.

Durant le forage, l'infiltration est causée principalement par la circulation du fluide. L'épaisseur du cake dépend de la différence entre sa vitesse de dépôt et sa vitesse d'érosion sous l'effet de la circulation du fluide à la surface du cake. Un schéma représentatif de l'écoulement et de la formation d'un cake dans un forage horizontal est présenté (**Figure IV.12**).



**Figure IV.12** : Schéma représentatif de l'écoulement et de la formation d'un cake dans un forage horizontal

La masse des particules solides déposées dans le cake  $m_c$  est déterminée par:

$$m_c = A \cdot x_c (1 - \phi_c) \rho_c \quad \text{(IV.2)}$$

Le modèle de filtration est basé sur l'hypothèse d'un écoulement radial uniforme. Le débit de filtration représente l'aptitude d'écoulement à travers le filtre cake et la formation. L'épaisseur du filtre cake est donnée par l'équation du bilan de matière entre le dépôt du cake et l'érosion.

La formation du cake (**équation IV.3**) est liée au volume du fluide, qui est fonction du gradient de pression à travers la couche du cake et de la perméabilité de la formation.

Vitesse de dépôt ( $d_c$ )-Vitesse d'érosion ( $e_c$ ) **(IV.3)**

La vitesse de dépôt est proportionnelle à la masse des solides dans le fluide de forage

$$d_c = A(u_{in}.C_{solid}-k_t) \quad \text{(IV.4)}$$

où  $A$  = aire de la section,  $C_{solid} = C_{mud} - C_f$ ;  $u_{in}$  = vitesse initiale de filtration et  $k_t$  : coefficient de cisaillement.

Le débit d'érosion est lié à la résistance au cisaillement dans le filtre cake :

$$e_c = k_t . A \tau \quad \text{(IV.5)}$$

La vitesse de formation du cake est alors soit égale à :

$$\frac{dm_c}{dt} = A u_{in} . C_{solid} - k_t . A \tau \quad \text{(IV.6)}$$

soit d'après l'**équation IV.2**, égale à :

$$\frac{dm_c}{dt} = A \left( \frac{dx_c}{dt} \right) (1 - \phi_c) . \rho_c \quad \text{(IV.7)}$$

La combinaison des **équations (IV.6)** et **(IV.7)** donne la vitesse initiale de filtration à la surface du réservoir :

$$u_{in} = \frac{q_{in}}{2\Pi.r_c.h} \quad \text{(IV.8)}$$

où  $r_c$  est le rayon du puits après formation du filtre cake (distance entre le centre du puits et la surface du cake formé).

L'épaisseur du cake est fonction du temps et peut être exprimée par :

$$X_c(t) = r_w - r_c(t) \quad \text{or à l'instant } t = 0, x_c(0) = 0 \quad \text{(IV.9)}$$

La génération du filtre cake dépend de la vitesse de filtration et l'application de l'équation de Darcy donne le gradient de pression pour l'écoulement radial :

$$P_w - P_e = \frac{1}{2} \frac{q_0 \eta \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\pi h K} \quad \text{avec } q_0 \text{ débit initial de filtration} \quad \text{(IV.10)}$$

**Civan et Engler (1994)** donnent une expression de la concentration du filtrat en fonction du coefficient de dispersion,  $D_d$ , exprimé par la relation de **Donaldson et Chernoglazov (1987)** :

$$D_d = D_e + D_m \quad (IV.11)$$

avec  $D_e$ : coefficient de dispersion-convection et  $D_m$ : coefficient de diffusion moléculaire.

La diffusion moléculaire peut être négligée devant le terme de convection qui est significatif durant la filtration du fluide. **Perkins et Johnson (1963)** et **Baker (1997)** ont établi une relation exponentielle entre  $D$  et  $u$ , la vitesse du fluide :

$$D = f \cdot u^g \quad (IV.12)$$

Les valeurs moyennes des paramètres empiriques  $f$  et  $g$  sont respectivement de 1,25 et de 51,7 (**Poulin, 1985**).

D'après **Fisher et al. (2000)**, la vitesse de filtration du fluide diminue initialement et commence à se stabiliser lorsque l'épaisseur du cake atteint un état stationnaire. Ces auteurs intègrent la notion de mouillabilité de la roche et définissent les perméabilités relatives à un fluide mouillant ou non mouillant. La distribution de la concentration du filtrat dans la zone envahie donne un ordre de grandeur de la saturation en eau dans cette zone, ce qui veut dire que l'invasion du filtrat va augmenter la saturation en eau dans la zone envahie, ce qui va diminuer la perméabilité relative de la phase déplacée. Ce genre de problèmes va causer une sévère perte de la production du réservoir.

Le changement de la saturation en eau est donc fonction de la concentration du filtrat dans la formation, laquelle est liée à la saturation en eau irréductible et à la saturation en huile résiduelle.

$$S_{mud}(r) = C_f(r) (S_{w,max} - S_{w,min}) + S_{w,min} \quad (IV.13)$$

Le degré de réduction de la perméabilité reflète le mode de diminution de la perméabilité relative dans la zone envahie. La fonction modifiée par **Brooks et Corey (1994)** est appliquée au calcul de la relation entre la saturation en filtrat et la perméabilité relative.

Pour l'huile :

$$K_{ro} = K_{ro,max} \left( \frac{1 - S_{mud} - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{no} \quad (IV.14)$$

Pour l'eau :

$$K_{rw} = K_{rw,max} \left( \frac{1 - S_{wi} - S_o}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{nw} \quad (IV.15)$$

La valeur moyenne de la perméabilité dans la zone réservoir est calculée comme suit :

$$\bar{K}_d = \frac{(r_{d,1} - r_w)K_{d,1} + (r_{d,2} - r_{d,1})K_{d,2} + \dots + (r_d - r_{d,n})K_{d,n}}{(r_d - r_w)} \quad (IV.16)$$

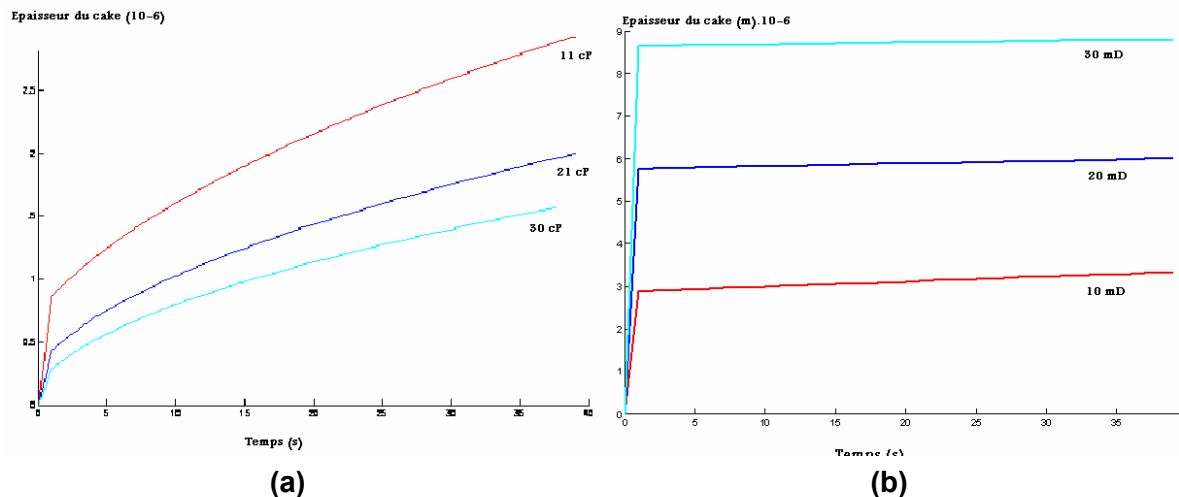
A la fin le facteur skin (d'endommagement) est estimé par la formule suivante :

$$S = \frac{K_{eff}}{K_{d,eff}} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \quad (IV.17)$$

Pour chaque fluide, la perméabilité effective est égale à la perméabilité absolue multipliée par la perméabilité relative du fluide. Les **figures IV.13** et **IV.14** donnent les variations de l'épaisseur du cake, du débit d'écoulement et de la concentration en filtrat en fonction du temps dans les cas de filtration statique et dynamique. Le programme correspondant et les valeurs des données utilisées sont reportés dans **l'Annexe IV**.

### Filtration statique

Les courbes de formation du cake (**Figure IV.16a**) montrent une augmentation de l'épaisseur du cake en fonction du temps avec une tendance vers la stabilité. Cette tendance a été aussi observé par plusieurs auteurs (**Jiao et Sharma, 1994 ; Civan, 1998 ; Fisher et al., 2000**). Les valeurs obtenues montrent qu'initialement la vitesse de formation du cake est plus importante (dépôt dominant, cas statique). Après un temps  $t$ , l'accumulation des solides se ralentit sous l'effet du dépôt global des particules et de la réduction de l'invasion de la boue.



**Figure IV.13** : Variations de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour (a) différentes viscosités du fluide de forage et (b) différentes perméabilités (Filtration statique)

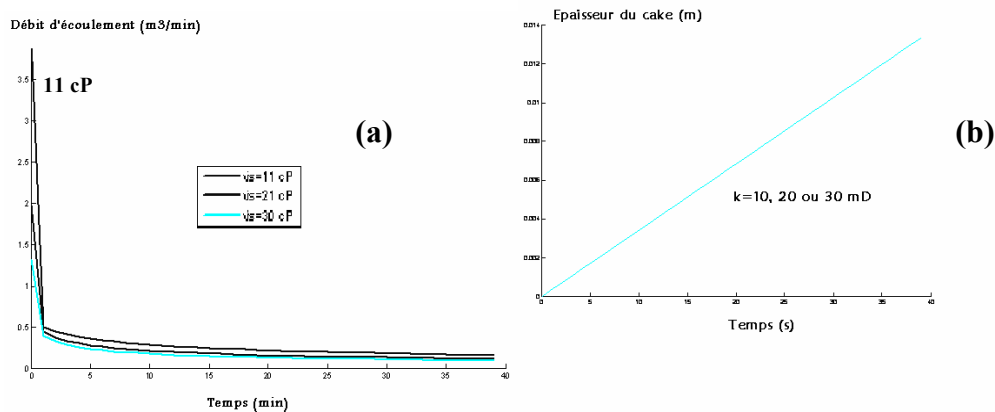
La comparaison des valeurs obtenues pour différents cas de perméabilité montre une augmentation de l'épaisseur du cake avec la perméabilité (**Figure IV.13b**). Pour de fortes perméabilités où l'invasion des roches est plus facile, le cake se forme plus rapidement que pour des perméabilités plus faibles.

Une diminution de l'invasion avec l'augmentation de la viscosité (**Figure IV.13a**) est aussi observée. Surtout pour les roches peu perméables, l'épaisseur du cake est plus importante pour de faibles viscosités.

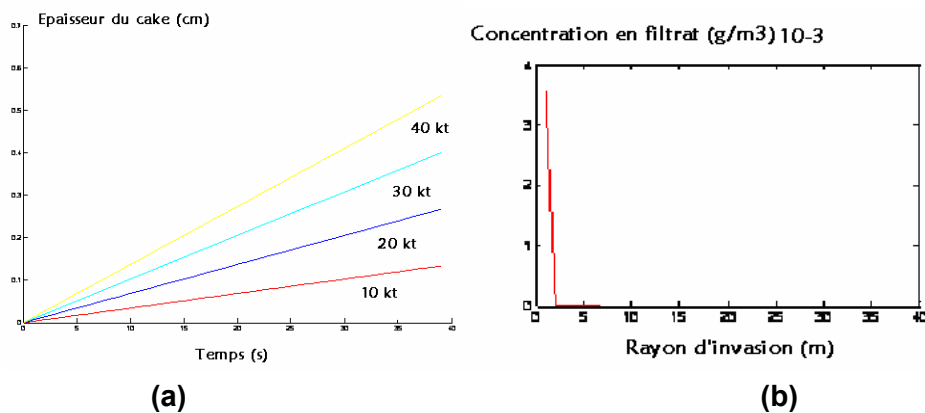
**Filtration dynamique**

Pour les différentes perméabilités étudiées (10, 20 ou 30 mD), on remarque que la vitesse de formation du cake est la même (**Figure IV.14b**). Une épaisseur de cake de 1cm est observée après 30 secondes. Pour une viscosité de 30cP et une perméabilité de 1mD, l'épaisseur du cake augmente continuellement (**Figure IV.15a**).

Cependant, le débit de filtration diminue rapidement et se stabilise vers une faible valeur (**Figure IV.14a**). Dans le cas dynamique, la variation de la perméabilité ne semble pas avoir effet sur la variation du cake, on note la même allure (**Figure IV.14b**). Alors qu'une variation de l'érosion influe énormément sur l'augmentation du cake (**Figure IV.15a**), la concentration du filtrat chute rapidement, ce qui explique la limite d'invasion du filtrat.



**Figure IV.14 :** Variations (a) du débit d'écoulement en fonction du temps pour différentes viscosités (Filtration statique) et (b) de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour différentes perméabilités (Filtration dynamique)



**Figure IV.15 :** Variations (a) de l'épaisseur du cake en fonction du temps pour différentes valeurs de cisaillement et (b) de la concentration en filtrat en fonction du rayon d'invasion [cas de filtration dynamique, Viscosité = 30 cP et K = 1 mD]

**Le "skin effect"**

Les **tableaux IV.14** et **IV.15** regroupent les variations du facteur skin pour différentes valeurs de rayon d'invasion. La perte de charge importante aux abords du puits se traduit en terme de "skin effect" mis en évidence notamment par des mesures de DST (Drill Steam Tool) faisant apparaître un effet de "wellbore storage" (quantité de stockage du puits) très prononcé. L'ordre de grandeur du skin peut être de +5 à +100. Un skin supérieur à 100 donne une information sur un puits complètement endommagé. Il est à rappeler que généralement, un skin de 7 à 9 correspond à une réduction de moitié du débit; inversement, un skin de -3,5 à -4,5, suite à une stimulation, se traduit par exemple, par une multiplication par deux du débit.

**Tableau IV.14** Valeurs du skin pour la filtration statique  
 $r_w=1$  à 40 cm (viscosité = 30 cP et K =1 mD)

<b><math>r_w = 1</math> cm</b> <b>-19.33</b>	2 -69.33	3 -121.94	4 -449.44	5 266.74	6 102.85	7 63.71	8 46.15	9 36.17
10 29.75	11 25.26	12 21.95	13 19.40	14 17.39	15 15.75	16 14.39	17 13.25	18 12.28
19 11.44	20 10.71	21 10.07	22 9.49	23 8.98	24 8.53	25 8.11	26 7.74	27 7.39
28 7.08	29 6.79	30 6.53	31 6.28	32 6.06	33 5.85	34 5.65	35 5.46	36 5.29
37 5.13	38 4.97	39 4.83	<b><math>r_w=</math> cm</b> <b>4.69</b>					

Les valeurs de skin obtenues dans ces tableaux, pour les cas statique et dynamique, sont positives respectivement à partir du 5<sup>ème</sup> et du 7<sup>ème</sup> cm. Les skins négatifs pour les faibles distances, peuvent être expliqués par la faible altération des caractéristiques de la roche par le fluide (l'invasion est faible et négligeable). Alors que lorsque l'invasion progresse, de plus faibles valeurs de skin sont obtenues, pour les distances éloignées des abords du puits. Ceci confirme un changement de saturation et de concentration de la boue par rapport aux premiers centimètres ((**Khodja et al., 2007a**)).

**Tableau IV.15** : Valeurs du Skin pour la filtration dynamique  
 $r_w = 1$  à 40 cm (viscosité = 30 cP et K =1 mD)

<b><math>r_w = 1</math> cm</b> <b>-14,64</b>	2 -39,26	3 -50,15	4 -69,90	5 -116,85	6* -370,88	7* 304,57	8 106,56	9 64,06
10 45,53	11 35,14	12 28,51	13 23,89	14 20,51	15 17,91	16 15,86	17 14,19	18 12,82
19 11,67	20 10,68	21 9,83	22 9,09	23 8,44	24 7,86	25 7,35	26 6,89	27 6,47
28 6,09	29 5,75	30 5,43	31 5,15	32 4,88	33 4,63	34 4,40	35 4,19	36 3,99
37 3,81	38 3,63	39 3,47	<b><math>r_w=</math> 40 cm</b> <b>3,32</b>					

#### **IV.7 Discussion et synthèse**

Les résultats des tests d'endommagement sur roche réservoir ont révélé des pourcentages de colmatage assez variables. La dispersion des valeurs obtenues montre les difficultés d'exploitation des résultats en terme de choix du meilleur système.

La réalisation des essais de déplacement des additifs pris individuellement a permis de comprendre les mécanismes mis en jeu et le rôle de chaque additif. L'étude de la présence des émulsifiants, largement traitée dans la littérature, montre clairement l'influence de la composition, du mélange, et des caractéristiques de la formulation du fluide sur le mode d'endommagement. L'analyse des structures formées (émulsion-argile organophile) met l'accent sur l'apport des argiles organophiles d'une part sur la stabilité de l'émulsion et sur la rhéologie du fluide de forage (OBM), et d'autre part sur les conséquences du point de vue de l'endommagement que ce soit par bouchage ou par effet sur la mouillabilité de la roche réservoir.

L'étude a aussi montré l'influence d'autres facteurs sur l'endommagement, tels que les conditions opératoires et les caractéristiques de la roche. Dans l'objectif d'analyser ces phénomènes assez complexes et d'étudier l'influence des fluides de forage sur le colmatage de la roche réservoir, un travail de modélisation était nécessaire. A ce sujet et selon le modèle adopté le cas des puits horizontaux a été considéré. Notre intérêt pour les puits horizontaux est motivé par les problèmes énormes constatés.

Le skin mécanique, dû aux fluides de forage et de complétion, est très fréquent sur les puits de Hassi Messaoud. Il est drastique, quand nous sommes surtout en présence de fractures et de fissures. Nous le constatons pendant la phase de forage qui traverse la formation du réservoir avec des pertes de boue considérables (jusqu'à des centaines de m<sup>3</sup>) qui colmatent les fractures et les fissures. Ce phénomène est encore plus aggravé si nous traversons une faille majeure.

**Williams (1940) et Prokop (1952)** ont montré que durant la filtration dynamique, le débit du fluide qui s'approche d'une valeur constante est dû à l'équilibre entre les forces de filtration et les forces hydrodynamiques (circulation du fluide qui tend à éroder le cake).

En comparaison avec les tendances obtenues avec le modèle appliqué, **Jiao et Sharma (1994) et Civan (1998)** ont observé le même résultat pour la filtration d'une suspension de bentonite. Selon leurs prévisions, **Jiao et Sharma (1994)** ont obtenus une épaisseur de 1,7 mm qui se stabilise après 400 min, alors que **Civan (1998)** obtient une épaisseur de 1,9 mm au bout de 600 min avec une allure toujours ascendante. **Bilardo et al. (1996)** ont estimé pour un fluide WBM que le temps nécessaire pour atteindre un état stationnaire est de 15 h. **Fisher et al. (2000)** ont obtenu la même allure pour la vitesse de filtration du fluide qui diminue puis commence à se stabiliser lorsque l'épaisseur du cake s'approche d'une valeur constante. L'intervalle de variation de l'épaisseur du cake est de 2,5 à 3,5 mm et se stabilise au bout de 2000 s.

En plus de l'aspect d'invasion, d'accumulation des solides et de formation du cake, un facteur d'interaction peut être considéré. La réaction du filtrat avec les argiles de la formation réservoir, surtout pour le cas des WBM, cause un gonflement et une migration des fines particules bouchant les pores, ce qui réduit aussi la perméabilité (**Keelan et Koepf, 1977**).



De même, la diminution du pH et l'augmentation de la force ionique peuvent réduire la perméabilité très rapidement (**Baghdikan et al., 1989**). Ces derniers paramètres ne sont pas considérés par ce modèle, cependant aussi bien les figures présentées que des résultats d'autres travaux confirment le rôle des solides, des caractéristiques rhéologiques du fluide et de la perméabilité de la roche sur l'endommagement. L'analyse des mesures de « DST » montre souvent des résultats différents et difficiles à exploiter. Une première analyse des gammes de skins obtenus pour une dizaine de puits peut laisser supposer un effet d'accumulation de l'endommagement en fonction du temps (s'il n'y a pas de traitements).

Cette hypothèse est expliquée par les bonnes valeurs de skin souvent observés juste après forage (Cas du puits OMLZ#173 : une pression de gisement de 477 kgf/cm<sup>2</sup> avec un skin de + 0,15 et le puits OMJ#24 : une pression de gisement de 470 kgf/cm<sup>2</sup> avec un skin de - 0,71). L'analyse des valeurs de skin dans le temps montre une augmentation importante.

Pour le cas des puits de HMD, l'effet des fissures peut souvent améliorer la production. En fonction du vieillissement, d'autres problèmes peuvent surgir, entre autres les problèmes de migration des fines observées au niveau de la totalité des zones du champ, qui sont liés :

- à la présence en particulier de la kaolinite et de l'illite au niveau du réservoir,
- à un changement du régime de production sous l'effet de la chute de pression en fonction du temps,
- aux différentes opérations de stimulation réalisées,
- aux effets des opérations d'injection d'eau et de gaz sur le champ.

Il est évident qu'il faut prendre en considération que l'opération de complétion du puits peut dans certains cas stimuler le réservoir par le développement et la propagation de fissures. Cependant, cette opération peut d'une part induire une amélioration de la perméabilité, et d'autre part faciliter l'invasion du fluide de forage et par conséquent contribuer à l'endommagement.

En fonction de la pression de gisement (faible ou élevée), des conditions de forage ("over-" ou "underbalance"), des caractéristiques du réservoir (porosité, perméabilité, dimension des pores) et des caractéristiques du fluide de forage (densité, viscosité, nature des additifs, teneur et dimension des solides) on peut se retrouver avec un endommagement (skin positif) ou une stimulation (skin négatif).

Du point de vue fluide de forage, la détermination de la distribution des familles des pores permet l'optimisation de la dimension des solides afin de réduire l'endommagement du réservoir. Mais en raison des problèmes signalés au sujet de l'hétérogénéité du réservoir, il serait difficile de sélectionner des dimensions de solides convenables pour tous les niveaux du réservoir. Cependant d'autres explications existent dont les principales sont liées aux problèmes de bouchage et d'éboulement de la formation, suite à une grande exposition du réservoir aux fluides.

**Demir (1995)** a montré que la précipitation des minéraux peut causer un endommagement lorsque la température, la pression, la composition chimique, le pH et la force ionique varient durant le processus d'exploitation.

Il a utilisé la composition chimique de l'eau de gisement et des minéraux du réservoir pour interpréter la géologie, déterminer les propriétés (porosité, perméabilité, saturation en eau) et estimer le potentiel de l'endommagement du réservoir.

**Frick et Economides (1993)** ont montré que l'endommagement autour du puits est fonction de l'anisotropie et de la durée de forage ('durée de contact'). Sur le champ de Hassi Messaoud, il a été montré que le skin n'est pas le seul responsable du déclin du potentiel des puits horizontaux; l'effet de l'instabilité du trou et la chute de pression de gisement ont aussi un rôle très important **(Hellali et Boubal, 2004)**.

L'exploitant doit donc faire face à une équation complexe : l'analyse des tests chantier, l'évaluation de l'endommagement au niveau du laboratoire, le suivi de l'historique de production et l'actualisation du modèle géologique (suite à l'intégration de nouvelles données) ne lui permettent pas d'affiner son analyse pour expliquer les phénomènes de chute de production. La décision d'aborder la modélisation nécessite d'intégrer de plus en plus de considérations et de données acquises ou supposées réelles. Cependant, sa complexité peut encore rendre difficile l'exploitation des résultats.

Notre démarche assez simpliste vise à appréhender l'influence des caractéristiques du fluide sur l'endommagement, ceci afin de déceler les facteurs essentiels contribuant à ces phénomènes. Une première analyse montre que le choix des additifs du fluide contribue à la réduction de l'endommagement. En terme de modélisation, une seconde étape consiste à faire intervenir d'autres facteurs jugés importants dans le but de pondérer leur influence. En perspective et vu les résultats déjà obtenus sur le plan géologique et de caractérisation du réservoir, une simulation des fissures et une modélisation de l'invasion semblent devoir constituer la prochaine étape.

# **Chapitre V**

## **Pollution par les fluides de forage et traitement**

Une quantité importante d'hydrocarbures est généralement dispersée dans l'environnement. Cette quantité, estimée à près de 0,1% de la production mondiale (3 650 million de tonnes en 2003) est variable selon les procédés de récupération, de raffinage et d'utilisation (**Ward et al., 2003**). En raison de leur impact négatif sur la santé et l'environnement, les d'hydrocarbures sont considérés comme le contaminant majoritaire du sol et des eaux souterraines. Des informations sur les propriétés et surtout sur la biodégradation de ces hydrocarbures sont nécessaires pour le choix et l'application d'un traitement efficace ou pour le contrôle de l'atténuation naturelle (**Gallego et al., 2001 ; Salanitro, 2001**).

Sur le champ de Hassi Messaoud, les systèmes à base d'eau (WBM) sont généralement utilisés pour le forage de la première phase. Pour le reste du puits, on utilise des systèmes de fluides émulsionnés (OBM). Dans l'attente des techniques de traitement, des centaines de mètres cubes de fluides sont rejetés dans la nature. Souvent, il faut compter des mois, voire des années, pour procéder à ce traitement et, entre temps, une grande quantité d'hydrocarbures s'évapore, s'infiltrer, s'adsorbe et pollue l'environnement. En parallèle, est rejetée dans le sol une quantité non négligeable de produits de traitement dont on ignore le devenir et le parcours à travers les formations traversées.

La teneur en hydrocarbures dans les cuttings après forage est généralement comprise entre 6 et 17% (**Bedborough et al., 1987**). En vue de traiter et de réduire cette pollution, un programme a été entamé par l'entreprise Sonatrach à partir de 1990. L'objectif de ce programme est d'abaisser la teneur en huile selon les standards appliqués en Algérie .

Les actions entreprises par la Sonatrach en matière d'Hygiène, Sécurité, Environnement (HSE) ont pour objectif de respecter les exigences de santé, de sécurité et de protection de l'environnement dans les processus de gestion et de décision comme dans les actions et opérations quotidiennes. Elle s'est alors engagée à considérer la sécurité des personnes et des biens, la santé des employés et des populations riveraines ainsi que la protection de l'environnement et des ressources naturelles.

## **V.1 Analyse des sources de pollution**

Les conditions actuelles de stockage et de traitement des boues et déchets de forage présentent de nombreuses insuffisances. Celles-ci sont sources de pollutions, accidentelles ou non, des compartiments naturels tels que le sol, l'eau ou l'air. Cette partie présente succinctement les sources de pollution potentielle lorsque les substances attendent d'être traitées dans le borbier. Durant le stockage momentané dans le borbier, les hydrocarbures peuvent s'étaler à la surface du sol. Ils subissent alors une série de modifications par différents processus, parmi lesquels les plus importants sont :

- L'évaporation : elle touche les fractions de faible masse molaire (chaînes de longueur inférieure à 12C). Les composés ayant de 4 à 12 atomes de carbone représentant une bonne partie de la composition du gazole, il peut donc y avoir une pollution atmosphérique notable.

- La dissolution : les composés aromatiques sont nettement plus solubles dans l'eau que leurs analogues saturés. Ces hydrocarbures solubles sont de loin les plus dangereux pour l'environnement, car difficiles à éliminer et absorbés par la faune et la flore.
- L'émulsification : des émulsions eau-dans-huile et huile-dans-eau peuvent se produire. Elles sont facilitées par la présence d'agents tensioactifs, de fines particules, ou d'autres composés organiques à la surface de l'eau.
- La sédimentation : elle est le fait des fractions les plus lourdes et constitue un phénomène fréquemment observé. La sédimentation conduit à la constitution d'agrégats de haute densité difficilement biodégradables par voie naturelle.
- La photo-oxydation : elle s'observe en surface mais aussi dans les vapeurs atmosphériques. Elle touche plus particulièrement les composés aromatiques (non volatils et photosensibles) et conduit à la formation de nombreux composés chimiques.
- La dégradation microbienne : plusieurs composés présents dans les fluides de forage sont naturellement biodégradables. Les microorganismes autochtones permettent, préférentiellement dans les conditions aérobies, de dégrader plusieurs composés.

En cas de déversement de fluides à base de gazole dans le borbier, il se forme presque immédiatement une nappe huileuse (**Figure V.1**). Les constituants polaires, polarisables (aromatiques) et/ou de faible masse molaire se dissolvent et s'éliminent de la nappe par lessivage; les constituants volatils s'évaporent en surface et il y a un début de dégradation microbienne, mais les alcanes, normaux ou ramifiés, les cyclanes et les composés aromatiques restants peuvent demeurer dans les sédiments pendant plus d'un an. Par attaque chimique et biologique, la composition se modifie donc en fonction du temps et de la température.

Dans les zones arides, les conditions sont différentes comparativement aux zones humides quant au développement des micro-organismes. On signale une grande biodiversité donnant un milieu potentiel pour les micro-organismes (**Ozenda, 1977 ; Dhina et Aroun, 2004**). La sélection du type de micro-organismes peut améliorer la biodégradation et stimuler l'activité des autochtones pour l'augmentation de la vitesse de décontamination des hydrocarbures. La biostimulation et la bioaugmentation sont des types de bioremédiation (**Lee et al., 1993**).

Notre objectif est de stimuler la flore microbienne et d'optimiser les conditions de dégradation. Les composés organiques biodégradables sont métabolisés par la population des micro-organismes du sol (**Huddleston et al., 1984 ; Bartha et Atlas, 1977**). Plusieurs types de micro-organismes du sol sont capables de dégrader des hydrocarbures. La capacité individuelle de la microflore est renforcée par le processus de coopération (synergie) entre les communautés microbiennes (**Beam et Perry 1974 ; Penet et al. 2004**).

## V.2 Diagnostic des traitements de la pollution appliqués sur HMD

### V.2.1 Traitement par stabilisation/solidification

Dans l'objectif d'évaluer les traitements du type stabilisation/solidification (**Khodja et al., 2005d et 2007b**), une série d'analyse a été effectuée sur des dizaines d'échantillons de cuttings avant et après traitement durant la période 2003-2006 selon les procédures françaises (**AFNOR, 1998**). Après extraction liquide/solide, les hydrocarbures et les différents éléments présents dans le filtrat ont été dosés. La pollution organique a été caractérisée par chromatographie en phase gazeuse (CPG).

- Les cuttings ont été collectés dans des bouteilles en verre. La matière organique a été extraite par CCl<sub>4</sub> (**AFNOR, 1979**). Une méthode spectroscopique a été utilisée pour le dosage des hydrocarbures totaux (**AFNOR, 1979**). Les détails de la méthode sont donnés dans l'**annexe V**.
- le dosage du carbone organique total a été effectué selon la norme NF ISO 10694 après une extraction au CCl<sub>4</sub>.
- L'absorption atomique (AAS) a été utilisée pour le dosage des métaux (Cr total, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Cd et Pb) et la colorimétrie pour le dosage du Cr (VI).
- Le mercure a été dosé par Spectrométrie d'absorption atomique en vapeur froide (volatile hydride by Cold Vapor : CVAAS).
- Les chlorures ont été dosés par la méthode de Mohr.

La concentration initiale en hydrocarbures totaux dans les borbiers varie entre 0,13 et 4,40 mg/L. Après traitement, la concentration chute entre 0,04 et 0,5 mg/L. Pour les métaux lourds, on note une diminution significative de la concentration souvent inférieure à celle requise par la réglementation algérienne 20 mg/L (**J. O. République Algérienne, 1993**). La teneur élevée en chlorures est expliquée par l'utilisation d'une salinité importante dans les fluides de forage ou par la présence de sels dans les formations traversées durant le forage. Cette salinité importante peut influencer la biodégradation (**Okpokwasili et Odokuma, 1990**).

Durant la période 2005-2007, l'analyse de plusieurs échantillons de cuttings après traitement par solidification a montré que la totalité des échantillons renfermaient une concentration en métaux lourds inférieure à la norme : en fait, dans la majorité des cas, la concentration initiale en métaux avant traitement était déjà inférieure à la norme. Le **tableau V.1** donne un exemple des résultats obtenus.

Le traitement physique par solidification a été la méthode employée pendant quelques années pour réhabiliter les sites de forage. Cependant, plusieurs études ont montré que cette technique n'est pas suffisante car elle permet l'immobilisation du polluant mais non son élimination.

D'autres limitations sont généralement signalées au sujet de l'application de la technique de solidification à savoir :

- la teneur en hydrocarbures ne doit pas dépasser 45% en masse,
- la présence d'au moins de 15% de solides est exigée,
- la présence d'une quantité excessive de fines particules de sol, ou la présence excessive de particules de grandes dimensions est indésirable.

**Tableau V.1:** Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourds après solidification

Concentration (mg/L)	Techniques analytiques	Ech. 1	Ech. 2	Ech. 3	Ech. 4	Ech. 5
<b>Hydrocarbures totaux</b>	XPT 90-114	0,29	0,29	0,46	0,04	0,50
<b>Hg</b>	CVAAS	<0,001	<0,001	<0,001	<0,001	<0,001
<b>Cd</b>	AAS	<0,1	<0,10	<0,10	<0,10	<0,10
<b>Cr total</b>	AAS	0,40	0,20	<0,05	0,50	<0,05
<b>Cr VI</b>	Colorimétrie	0,07	0,08	0,01	0,23	0,04
<b>Ni</b>	AAS	<0,06	<0,06	<0,06	<0,06	<0,06
<b>Zn</b>	AAS	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
<b>Pb</b>	AAS	<0,10	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01

### V.2.2 Traitement thermique

L'analyse d'une dizaine d'échantillons de cuttings après traitement thermique montre que cette technique permet de traiter une variété de fluides et de récupérer la totalité des huiles utilisées (99%) avec un maximum d'élimination des hydrocarbures (teneur résiduelle ne dépassant souvent pas 0,1% seulement). Elle est très recommandée dans le cas des borbiers contenant des OBM, de même qu'elle peut réduire la mobilité des composés inorganiques tels que les métaux et les sels (**Bansal et Sugiarto, 1999**). Un traitement additionnel est recommandé en fonction de la finalité des déchets. Le coût du traitement thermique est évalué entre 75 \$ et 150 \$/t (**Bansal et Sugiarto 1999**).

Cependant, cette technique contribue à la présence des métaux lourds dans les aérosols. Leur comportement dépend des conditions thermiques et chimiques de l'environnement. Les métaux à l'état de traces sont émis sous forme de fines particules dans la phase gazeuse après combustion (**Roy et Kenneth, 1987 ; Dajnak et al., 2003 ; Ninomiya et al., 2004 ; Leckner et al., 2004 ; Amand et Leckner, 2004**). Les études de santé et d'environnement (**Utsonomiya et al. 2004**) ont montré que les nanoparticules de As, Cr, Pb et Se posent de sérieux problèmes pour la santé humaine. L'augmentation de la solubilité et de la réactivité des métaux sous forme de nanoparticules favorise l'absorption par les tissus pulmonaires (**Hochella, 2002**). Plusieurs pays ont établi de strictes régulations pour le contrôle de ces métaux (**Linak et Wendt, 1993 ; Moritomi, 2001**).

### V.2.3 Traitement biologique

La voie biologique est actuellement en plein essor et suscite de nombreux travaux. Sur le plan technique, un des problèmes fréquemment soulevés était celui de la croissance des micro-organismes sur les hydrocarbures. Sur un site de forage, il est possible d'utiliser les techniques biologiques en continu. Par exemple, le procédé de landfarming est de conception simple, ne nécessitant pas un appareillage encombrant, ni une intervention importante de main d'œuvre. Les premiers essais pilotes réalisés sur les chantiers de forage en Algérie entraînent un coût attractif de 40 \$/t de sol avec un temps de traitement de 5 mois.

Le taux de biodégradation est alors de 88 % (**Khodja et al., 2005d, 2007b**). C'est une méthode écologiquement propre : on élimine presque totalement la pollution et les produits finaux issus du métabolisme microbien sont des composés tels que le CO<sub>2</sub>, l'eau et les sels inorganiques.

Les travaux reportés par **Portier et al. (1995)** ont démontré une réduction de 70–85% de la concentration en constituants hydrocarbonés sur chantier durant 120 jours. La vitesse attendue d'élimination des TPH (Total Petroleum Hydrocarbons) est de  $36 \pm 3,5 \text{ mg.kg}^{-1}\text{sol.jour}^{-1}$ . Les travaux de **McMillen et al. (2001)** résument l'expérience d'une dizaine d'années dans le domaine du biotraitement de la pollution causée par les activités d'exploration et de production.

### **V.3 Problèmes de pertes de fluides au cours du forage et contamination du sol**

#### **V.3.1 Cas des fluides à base d'eau (WBM)**

Sur le champ de Hassi Messaoud, les problèmes de perte de circulation durant le forage de la première phase ont été soulevés depuis longtemps. Après plus de 1200 puits forés, l'expérience a montré que la traversée de formations mal consolidées (jusqu'à 400 à 600 m de profondeur) nécessite l'utilisation de fluides de forage de grande viscosité, afin de réduire les pertes de fluides, ainsi que l'amélioration des techniques de traitement des solides. Les premières formations traversées (cf. stratigraphie du champ de HMD, **Annexe I**) sont généralement constituées de sable avec une faible compaction, d'où les éventuelles fissures naturelles ou induites durant le forage. Les pertes de fluides de forage (WBM) enregistrées dans les terrains pour les premières phases sont considérables.

On donne l'exemple de quelques puits forés récemment (03/2006-04/2006) tels que OMIZ#402 avec  $110\text{m}^3/967\text{m}^3$  de pertes totales, et OMO#652 avec  $135 \text{ m}^3/985 \text{ m}^3$  de pertes totales. La minéralogie des premières formations est caractérisée par une faible réactivité (faible rétention) et par une grande conductivité hydraulique. L'utilisation des fluides à base d'eau (WBM), généralement de simples boues bentonitiques, soulève les possibilités d'infiltration de grands volumes à travers les formations pour atteindre les nappes phréatiques, généralement au niveau du miopliocène et de l'éocène. Face à cette situation et vu les perspectives de forage dans ce champ historique, une attention particulière doit être apportée à ces problèmes. Du point de vue du fluide de forage, le remède actuel consiste à améliorer le traitement des solides au cours du forage afin de réduire la densité des fluides et, partant, les pertes. Du point de vue des problèmes de pollution induits par les pertes d'hydrocarbures en surface (bourbier, pertes accidentelles) les précautions sont étroitement liées aux techniques de traitement ainsi qu'aux pratiques au niveau du chantier de forage.

#### **V.3.2 Cas des fluides émulsionnés inverses (OBM)**

Les OBM sont généralement utilisés pour traverser les formations réactives et les zones réservoirs. En Algérie, si l'on cumule le nombre de puits forés en efforts propres et en association (48 en exploration et 92 en développement pour l'année 2007), dont plus de 80% forés en boues à base d'huile, le nombre de forages est en augmentation constante.



Les pertes d'OBM ne sont pas négligeables dans la phase 16" (17"<sup>1/2</sup>) et 12"<sup>1/4</sup> : on enregistre 185 m<sup>3</sup> de pertes terrain/544 m<sup>3</sup> de pertes totales (OMKZ#512) dans la phase 12"<sup>1/4</sup> et plusieurs dizaines de m<sup>3</sup> dans les phases 16" et 17"<sup>1/2</sup> sur plusieurs puits.

L'utilisation du gazole dans une formulation de boue à base d'huile varie en fonction du rapport huile/eau : pour 1 m<sup>3</sup> de boue formulée ce dernier varie de 50 % à plus de 90 % par rapport au volume total de la boue formulée. La production nationale est presque constante depuis plus de cinq ans et se situe généralement entre 6.10<sup>6</sup> et 6,5 10<sup>6</sup> t/an. La quantité de gazole consommée dans le secteur du forage a été estimée à partir des quantités consommées par les trois centrales à boue des sociétés de services opérant à HMD pour le profit de Sonatrach, et montre une augmentation de 32 000 t en 2002 à plus de 70 000 t en 2006. En plus des problèmes de pollution des sites de forage et des eaux souterraines, cette augmentation importante soulève des problèmes d'approvisionnement à long terme.

#### **V.4 Méthodologie d'évaluation de la pollution**

Dans l'objectif d'évaluer la variation de la contamination par les hydrocarbures, un échantillonnage a été effectué le 13/03/2007 à 16 h. 1 kg de chaque échantillon a été prélevé, introduit dans un sachet en plastique et conservé au réfrigérateur jusqu'au laboratoire. Les borbiers sélectionnés sont relatifs aux puits forés à différentes dates et les échantillons ont été prélevés à des profondeurs et en des points différents. La **figure V.1** montre les points et les niveaux d'échantillonnage des borbiers. Vu la présence d'une épaisseur de sable (couverture) sur la surface des borbiers, les échantillons ont été prélevés après élimination d'une épaisseur moyenne de 1 cm de sable. En parallèle aux échantillons de cuttings sélectionnés, d'autres échantillons de sol ont été préparés par mélange de sol du champ de HMD non contaminé avec différentes solutions de fluides. La granulométrie du sol non contaminé varie entre 40 et 150 µm.

##### **Elimination de la couverture en sable**

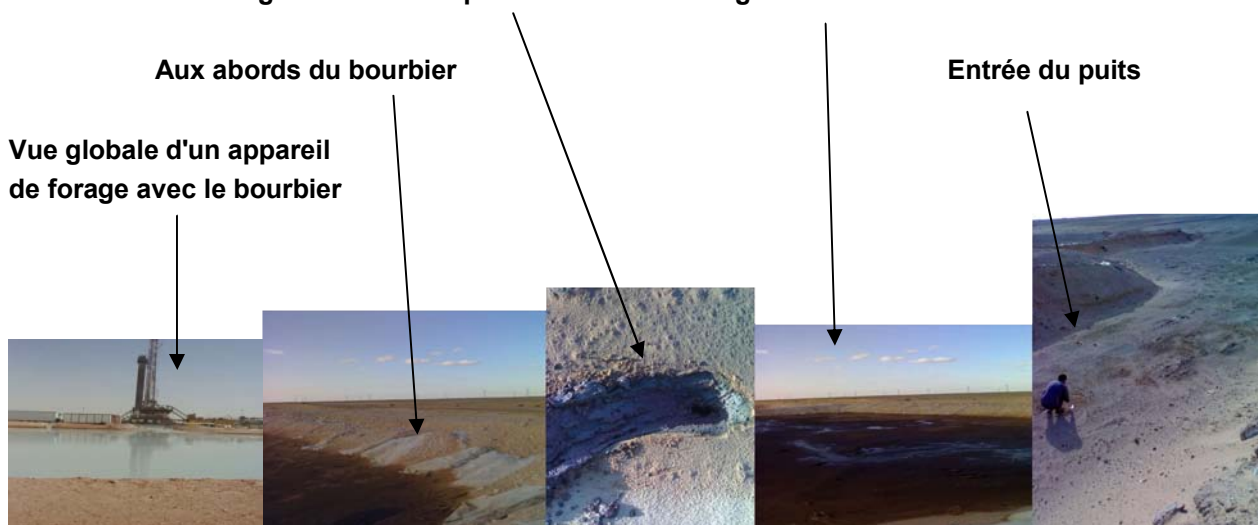
**avant échantillonnage à différentes profondeurs**

**Vue globale d'un borbier**

**Aux abords du borbier**

**Entrée du puits**

**Vue globale d'un appareil de forage avec le borbier**



**Figure V.1 : Vue des borbiers et des points d'échantillonnage**

L'analyse des échantillons de cuttings prélevés des borbiers des puits récemment forés (06/2005, 09/2005 et 12/2006) a montré la composition moyenne suivante : on note essentiellement la présence de quartz ( $\text{SiO}_2$  : 82%) avec la présence de faibles quantités de barite ( $\text{BaSO}_4$  : 3%), de calcite ( $\text{CaCO}_3$  : 4%), de dolomite ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  : 3%), avec 6% de minéraux argileux sous forme de kaolinite, de basanite et d'illite et un maximum de 2% de microcline ( $\text{KAlSi}_3\text{O}_8$ ). L'analyse de l'échantillon de sol non contaminé du champ de Hassi Messaoud montre la prédominance de quartz (95%) avec la présence de gypse (3%) et de microcline (2%).

- Les diffractogrammes des échantillons de cuttings et du sol non contaminé sont présentés dans l'**Annexe V**,

- L'identification des hydrocarbures a été réalisée par chromatographie en phase gazeuse (CPG),

- Les détails de la caractérisation et l'identification microbiologique (macroscopique, microscopique et biochimique) sont donnés dans l'**Annexe V**,

- De nombreux tests normés sont proposés pour évaluer la biodégradabilité : on cite les tests manométriques (ISO 9408, 1999) et les tests suivant l'évolution du  $\text{CO}_2$  (OECD301 B, 1993 ; ISO9439, 1999).

La demande biochimique en oxygène a été mesurée après 5 jours ( $\text{DBO}_5$ ) par la méthode respirométrique. Pour nos travaux, le test a été effectué selon la norme ISO 9408. Il consiste en la détermination de la  $\text{DBO}_{28}$  (Demande biochimique en oxygène durant 28 jours) et de la DCO d'une solution de concentration connue du produit à tester. La  $\text{DBO}$  est mesurée dans le but de déterminer le taux de dégradation des charges organiques polluantes sous l'action des microorganismes en milieu aérobie. Pour que les tests de biodégradabilité soient validés :

- Le pH des milieux testés doit être compris entre 6 et 8,

- Le taux de biodégradabilité du milieu de référence doit dépasser 50% dans les premiers cinq jours du test,

- Le taux de biodégradabilité du milieu d'essai (blanc) doit être compris entre 20 et 30 %.

Les détails de la méthode sont donnés en **annexe V**. Les résultats du dosage des hydrocarbures et du carbone total sont présentés dans le **tableau V.2**. Les méthodes de dosage sont données en **annexe V**.

D'après les résultats du **tableau V.2** on remarque que l'échantillon du borbier OMOZ#502 (2006) est le plus chargé en hydrocarbures totaux (69,83 g/kg de sol) et en carbone organique total (COT). La détermination du COT permet de faire la part entre la fraction de carbone issue du carbone minéral (carbonates) et celle d'origine organique. Pour l'ensemble des échantillons analysés (1 à 6), la partie organique est plus élevée, ce qui confirme l'importance de la contamination. La différence observée dans les valeurs obtenues peut être liée à une différence dans les points suivants : dates d'échantillonnage, profondeur, minéralogie, dimension, réactivité, humidité,...

Les résultats d'un dénombrement réalisé sur une culture de gélose nutritive après une série de dilutions de  $10^{-1}$  à  $10^{-9}$  a montré la richesse en microflore totale ( $0,4 \cdot 10^{-9}$  UFC/mL) de l'échantillon 6 (borbier OMOZ#502 : 12/2006) plus chargé en hydrocarbures, par rapport aux autres échantillons des borbiers OMKZ#32 (09/2005) :  $0,1 \cdot 10^{-9}$  UFC/mL et OMOZ#472 (06/2005):  $0,02 \cdot 10^{-9}$  UFC/mL, ce qui prouve qu'un apport d'hydrocarbures dans le sol est suivi d'une augmentation de la population microbienne susceptible de les dégrader (**Atlas, 1981**).

**Tableau V.2 : Teneurs en hydrocarbures totaux et en carbone des échantillons**

N°	Puits	Date du forage	Profondeur	Hydrocarbures totaux (g/kg de sol)	COT (%)
1	OMOZ#472	Du 22/04/05 au 04/06/05	-20 cm	27,84	02,30
2	OMKZ#32	Du 19/06/05 au 13/09/05	Surface (1 à 5 cm)	50,16	01,18
3	OMKZ#32	Du 19/06/05 au 13/09/05	-10 cm	31,01	02,39
4	OMKZ#32	Du 19/06/05 au 13/09/05	-20 cm	59,07	07,10
5	OMKZ#32	Du 19/06/05 au 13/09/05	- 30 cm	51,87	01,62
6	<b>OMKZ#502</b>	<b>Du 14/09/06 au 01/12/06</b>	<b>Aux abords</b>	<b>69,83</b>	<b>10,71</b>
7	OMKZ#502	Du 14/09/06 au 01/12/06	Surface (1 à 5 cm)	36,05	-
8	OMKZ#502	Du 14/09/06 au 01/12/06	-20cm à l'entrée	43,71	-
9	OMKZ#502	Du 14/09/06 au 01/12/06	- 20 cm	25,87	-
10 *	Sable non contaminé	13/03/07	Surface (1 à 5 cm)	10,40	-
11 *	100 g sable non contaminé + 20 g WBM (PHPA)	13/03/07	Surface (1 à 5 cm)	12,25	-
12 *	100 g sable non contaminé + 20 g Gazole	13/03/07	Surface (1 à 5 cm)	76,53	-
13 *	100 g sable non contaminé + 20 g OBM (95/05)	13/03/07	Surface (1 à 5 cm)	36,60	-
14 *	100 g sable non contaminé + 10 g WBM + 10 g OBM	13/03/07	Surface (1 à 5 cm)	37,18	-

COT : carbone organique total ; \* : Sable du sol de HMD

Au sujet de la variation de la contamination des formations géologiques traversées, des travaux préliminaires (**Khodja et al., 2007b**) ont montré une différence des valeurs de la DBO<sub>5</sub> et de la DCO d'un niveau à l'autre. En plus de l'influence de la composition minéralogique et des propriétés du milieu, s'ajoute l'effet de la granulométrie sur la rétention des hydrocarbures. Cette différence de contamination est expliquée par l'effet des paramètres de forage (type d'outil, conditions de forage, type de fluide,..) sur la dimension des cuttings et par conséquent sur la rétention des hydrocarbures. **Blondel (2001)** a montré qu'avec un diamètre moyen des grains de 10<sup>-4</sup> mm, la capacité de rétention est de 30%. Elle est 6 fois plus importante qu'avec une granulométrie de 0,1 mm. **Freeze et Cherry (1979)**, **Banton et Bangoy (1999)** et **Blondel (2001)** ont lié la minéralogie avec la variation de la conductivité hydraulique (rapport de la perméabilité spécifique à la viscosité, en m/s) et de la rétention (%). Ils ont montré que les argiles avec la rétention la plus importante (22 à 40%) donnent une conductivité hydraulique moyenne de 3,16.10<sup>-11</sup> m/s, alors que le sable avec une rétention de 3 à 5% donne une conductivité hydraulique moyenne de 3,16.10<sup>-7</sup> m/s. Enfin, pour les carbonates (dolomite), de rétention nulle (0%), la conductivité hydraulique moyenne est de 2.10<sup>-8</sup> m/s.

Vu l'importance des valeurs d'hydrocarbures totaux, de COT et de microflore bactérienne dans l'échantillon 6 qui est le plus récent (12/06), ce dernier a subi une extraction en vue d'une analyse chromatographique (CPG) afin de déterminer le type de polluant et de doser des paramètres indicateurs de pollution. Les résultats de cette analyse ainsi que l'analyse d'un échantillon de gazole et un échantillon d'une huile brute sont représentés sur la **figure V.2**.

La comparaison des résultats avec les chromatogrammes de l'échantillon de gazole brut ainsi que d'une huile (**Figure V.2**) montre une grande similitude (hydrocarbures de C<sub>10</sub> à C<sub>24</sub>). On signale l'absence des fractions légères dans l'échantillon 6, qui peut être expliquée par une éventuelle volatilisation. Ces résultats montrent que le contaminant majeur de ces cuttings est du gazole.

Le gazole est un mélange complexe d'alcane normaux, ramifiés ou cycliques (de 60 à plus de 90% de volume ; longueur de la chaîne hydrocarbonée, généralement comprise entre C<sub>9</sub> et C<sub>30</sub>), de composés aromatiques, surtout des alkyl benzènes (5 à 40% en volume) et de petites quantités d'alcènes (0 à 10% en volume), obtenu lors de la distillation fractionnée du pétrole. Le combustible diesel peut contenir, à des concentrations de quelques parties par million, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), en particulier du naphthalène et certains de ses dérivés méthylés. Les résultats de l'analyse physicochimique et paramètres indicateurs de pollution sont représentés dans le **tableau V.3**.

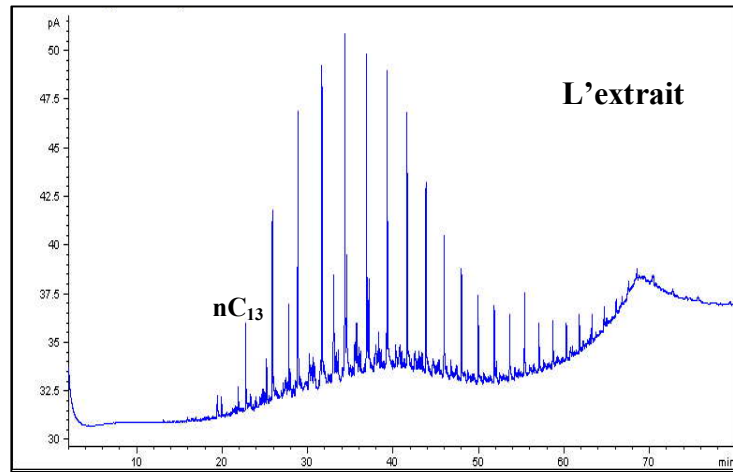
**Tableau V.3 : Résultats d'analyses physicochimiques de l'échantillon 6**

<b>Méthode/Norme</b>	<b>Paramètres</b>	<b>Concentration</b>
Méthode HACH	<b>Phosphore (mg/L)</b>	0,79
Méthode HACH	<b>Nitrate (mg/L)</b>	0,4
Méthode HACH	<b>Nitrite (mg/L)</b>	2
NF ISO 10390	<b>Humidité (%)</b>	8
NF ISO 1146	<b>pH</b>	8,10
NF ISO 10694	<b>COT (%)</b>	10,7
XPT 90-114	<b>HT (g/kg du sol)</b>	69,83

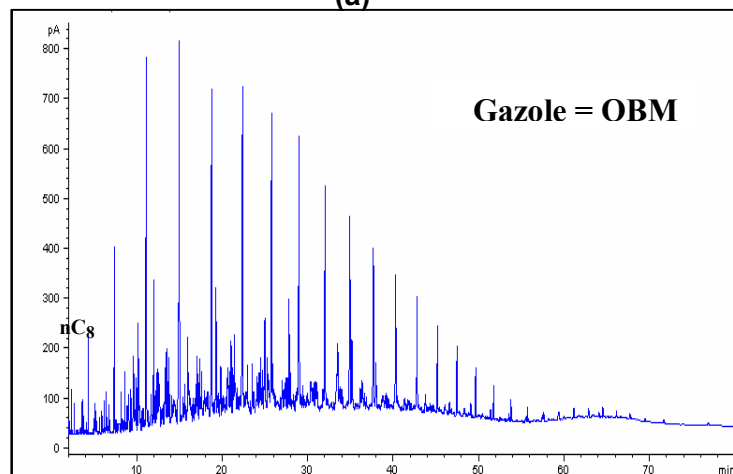
A la lumière de ces résultats on constate que la teneur importante en COT et en hydrocarbures totaux constitue une source de carbone importante pour les microorganismes du sol. Le taux d'humidité du sol est de 8%, valeur relativement faible mais suffisante pour un sol du Sud. Le borbier présente un pH légèrement alcalin (8,10) ; c'est un pH favorable pour la biodégradation des hydrocarbures (**Atlas, 1984**). A ce sujet, on signale que le pH des fluides de forage est généralement maintenu entre 9,5 et 10,5 afin d'éviter la corrosion et de contrôler la solubilité des sels de calcium et de magnésium. Le changement du pH ambiant suite au déversement de fluides de forage alcalins peut avoir un effet toxique sur certaines plantes et animaux.

Le milieu contient également, une certaine concentration en électrolytes tels que les nitrites, les nitrates et les dérivés du phosphore, pouvant servir d'accepteurs d'électrons en anaérobiose. Suite aux résultats obtenus, le gazole semble être le polluant majoritaire du borbier.

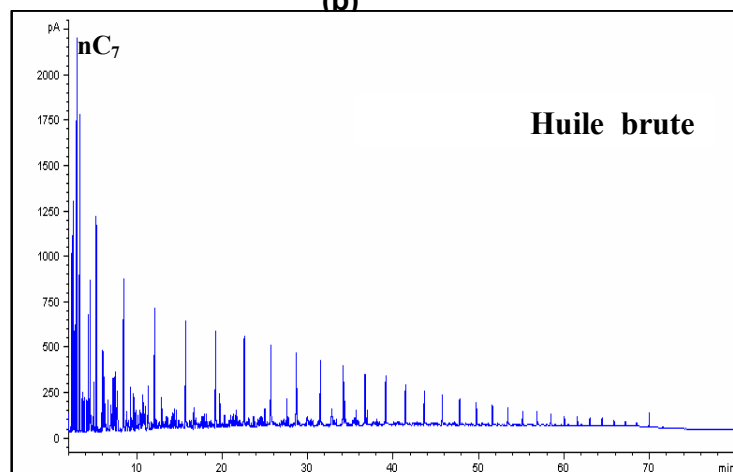
Cela était prévisible du fait qu'à l'exception de la première phase, la totalité du forage des puits du champ de HMD utilise des fluides à base d'huile (OBM). Dans l'objectif d'isoler les souches bactériennes susceptibles de dégrader le gazole, l'échantillon 6 a été choisi, vu l'importance de sa microflore et de sa charge organique.



(a)



(b)



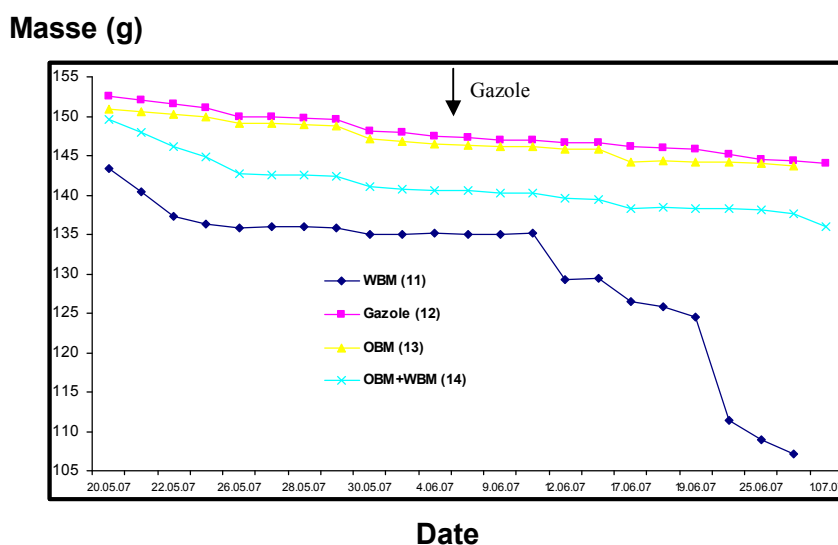
(c)

**Figure V.2 :** Chromatogrammes de la fraction d'hydrocarbure détectée sur les 3 échantillons (a : extrait des cuttings du OMKZ#502, b : gazole utilisée dans l'OBM, et c : huile brute)

## V.5. Etude de la biodégradation des additifs et des systèmes de fluides

### V.5.1 Etude préliminaire

Dans le souci de comparer des conditions de biodégradation suivant le type de pollution, le suivi de la variation de masse des échantillons de sable non contaminé (**Tableau V.2**) mélangés avec plusieurs types de fluides (WBM, OBM et mélange WBM + OBM) montre une nette différence de dégradation entre les différents cas étudiés. Les conditions aérobies ont été maintenues par l'exposition des échantillons à l'air libre à une température moyenne de 23 °C (le long des essais, la température du milieu varie entre 20 et 27°C avec une moyenne de 23 °C). La **figure V.3** regroupe les résultats obtenus.



**Figure V.3 :** Variation de la masse des échantillons 11 à 14 au cours du temps (biodégradation aérobie)

L'analyse de la **figure V.3** montre que dans les conditions aérobies, l'échantillon 11 (**Tableau V.2**) contaminé par le système à base d'eau montre une diminution continue de la masse (28% après 40 jours). La chute est plus importante après 20 jours. Pour les échantillons contaminés par du gazole et par le système OBM 95/05 (12 et 13), on note un comportement presque identique avec une légère diminution de la masse du mélange. La variation de la masse ne dépasse pas 5% après plus de 40 jours. L'échantillon 14 présente un comportement intermédiaire entre l'échantillon 11 et les échantillons 12 et 13 avec une faible réduction de la masse.

Vu les conditions des essais (température et environnement des expériences), ainsi que les propriétés des systèmes à base d'eau (PHPA) et de ceux à base de gazole, la variation de la masse due à une biodégradation prédomine sur celle relative à une éventuelle évaporation. Avec moins de 20% de gazole, l'échantillon 14 ne subit pas de dégradation importante même après une longue durée d'adaptation (40 jours). La population bactérienne présente dans le borbier peut s'adapter et résister à une contamination importante (plus de 20%) par le gazole. Les microorganismes peuvent même utiliser les composants du gazole comme source de carbone, mais cette situation n'implique pas une dégradation rapide des polluants (**Khodja et al., 2007b**).

Les résultats obtenus dans les conditions de chantier (**Khodja et al., 2007b**) ont montré qu'un traitement par bioremédiation est efficace, mais il est souvent critiqué pour sa lenteur (80% de dégradation des hydrocarbures après 5 mois).

La biodégradation des hydrocarbures peut être limitée par plusieurs facteurs, par exemple : type de microorganismes, nutriments, pH, température, humidité, oxygène, propriétés du sol et présence de contaminants (**Leahy et Colwell, 1990 ; Ting et al., 1999 ; Semple et al., 2001 ; Bundy et al., 2002**). Cependant, la biostimulation est un type de remédiation naturelle qui améliore la dégradation par l'optimisation des conditions telles que l'aération, l'addition de nutriments, le contrôle du pH et de la température (**Margesin et al., 2000**). La biostimulation peut être considérée comme une technique appropriée de remédiation pour l'élimination du gazole présent dans le sol et nécessitant l'évaluation des capacités de dégradation intrinsèque de la part de la microflore autochtone et l'étude des paramètres environnementaux impliqués dans la cinétique in situ du processus (**Molina-Barahona et al., 2004**). Les variations de masse représentées sur la **figure V.3** dépendent de la composition et des caractéristiques du gazole. Ce dernier, avec la présence d'aromatiques (30%) et même d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), peut engendrer une situation particulière dans les bourbiers de forage, qui peut affecter à long terme l'activité bactérienne.

L'analyse du temps de demi-vie de quelques hydrocarbures aromatiques dans l'environnement (**Annexe V**) montre que ce temps est de quelques jours dans l'air, de quelques semaines dans l'eau et de quelques mois ou de quelques années dans le sol et les sédiments (**Mackay et al., 1992**). Par exemple, le temps de demi-vie dans l'air est d'une journée pour le naphthalène, alors qu'il est d'une semaine pour le pyrène. De même, dans les sédiments, il est de huit mois pour le naphthalène et de 6 ans pour le pyrène (**Mackay et al., 1992**). Cette différence dans les caractéristiques des composés pouvant exister dans le sol montre l'importance et la complexité des mécanismes mis en jeu dans la variation de la biodégradation des hydrocarbures.

Par ailleurs, la notion de solubilité des composés organiques est un facteur indispensable dans les mécanismes de biodégradation. La notion de biodisponibilité explique clairement la facilité de biodégradation des composés solubles dans l'eau comparativement aux composés peu ou non solubles. Celle-ci est étroitement liée aux paramètres de diffusion dans le milieu. Le gazole peut contenir, à des concentrations de quelques ppm, du benzène, du toluène, de l'éthylbenzène, du xylène et des HAP, en particulier du naphthalène et certains de ses dérivés méthylés.

La comparaison entre les caractéristiques des composés aromatiques présents dans le gazole montre qu'avec une solubilité dans l'eau différente, le benzène (1791 mg/L) et les HAP (0,067 mg/L) ont un coefficient de diffusion dans l'air assez proche (0,087 cm<sup>2</sup>/s pour le benzène et 0,067 cm<sup>2</sup>/s pour les HAP) et un coefficient de diffusion dans l'eau de même ordre de grandeur mais plus important pour le benzène (benzène :  $9,8 \times 10^{-6}$  cm<sup>2</sup>/s et HAP :  $2,12 \times 10^{-6}$  cm<sup>2</sup>/s) (**Custance et al., 1993**). En plus de son influence sur la biodisponibilité, cette différence de comportement permet d'expliquer la spécificité et le rôle de la composition des additifs dans le processus de biodégradation.

La valeur de log P (logarithme du coefficient de partage du combustible diesel entre le *n*-octanol et l'eau) est égale à 3,3-6,70, ce qui incite à penser que son potentiel de bioaccumulation est élevé; quoi qu'il en soit, de nombreux composés d'une masse molaire relativement faible sont facilement métabolisés et la bioaccumulation effective des produits de masse molaire relative ment plus élevée est limitée par leur faible solubilité dans l'eau et les dimensions importantes de leur molécule. Il en résulte donc que la bioaccumulation peut en réalité être faible (**United Nations Environment Programme, 1996**).

### V.5.2 Détermination de la biodégradabilité

La prise de conscience des problèmes d'environnement a motivé l'analyse des phénomènes de biodégradabilité et des risques le long de la chaîne d'exploitation des hydrocarbures. Depuis les années 90, on note l'intérêt porté à l'intégration de la notion de biodégradabilité dans les problèmes d'environnement et dans l'analyse des risques. Dans le domaine des fluides de forage, on note l'avènement des systèmes OBM synthétiques ainsi que l'introduction de nouveaux additifs biodégradables dans les systèmes WBM et OBM.

La biodégradabilité reste la propriété essentielle à considérer dans l'environnement : c'est le plus important paramètre influençant la toxicité et la persistance dans les milieux terrestres et marins. La biodégradation dans les systèmes naturels peut être classée en biodégradation primaire (altération de l'intégrité de la molécule), ultime (minéralisation complète, c'est-à-dire conversion en composés inorganiques) ou acceptable (amélioration de la toxicité).

Le **tableau V.4** regroupe les résultats de biodégradabilité des additifs et formulations étudiées.

**Tableau V.4 : Résultats des tests de biodégradabilité**

Produits	Blanc	Gazole	WBM Glycol	OBM 95/05	Xanthane	PAC	PHPA	Xanthane +PAC+PHPA
<b>Biodégradabilité (%)</b>	38	3,08	69,02	2,73	87,5	60,64	47,92	62,47

On comprend, que le gazole soit difficilement assimilable par les microorganismes. S'agissant de la boue à base d'eau (glycol), le pourcentage est de 69%, ce qui est prévisible compte tenu de la composition (sel, eau, glycol). Les boues à base d'huile sont difficilement biodégradables en raison de leur composition (gazole, émulsifiants,...) : leur faible taux de biodégradation est du même ordre que celui du gazole. En revanche, le xanthane et le PAC sont des biopolymères : le premier est un produit de fermentation utilisant le *xanthomonas campestris*, tandis que le deuxième est un dérivé cellulosique. Le PHPA, un polyacrylamide partiellement hydrolysé, est caractérisé par son faible taux de biodégradabilité (47,92%) par rapport au deux autres polymères.

Pour les composés cellulosiques (CMC, PAC,...), **Sadykov (1995)** a montré que la résorption de la carboxyméthylcellulose (CMC) dépend de la masse molaire, du degré de substitution et de la structure moléculaire.



La structure des additifs et la composition des fluides influent énormément sur les valeurs de la biodégradabilité. Par exemple, en étudiant la biodégradation de l'amidon, **van der Zee et al. (1995)** ont montré que le degré d'oxydation influe sur la biodégradation. La différence obtenue entre les différents types d'amidons étudiés a été reliée aux modifications ainsi qu'aux structures des composés.

**Geerdink et al. (1996)** ont montré qu'en milieu de culture le gazole se dégrade relativement rapidement. Dans un réacteur, un mélange d'alcanes linéaires et ramifiés se dégrade difficilement. C'est seulement à partir de la dégradation de la majorité des alcanes linéaires que les composés ramifiés sont dégradés.

**Weissenfels et al. (1992)** ont montré que la sorption des HAP dans le sol est expliquée par deux phases (rapide et lente). La phase rapide est discutée en terme de migration de s HAP dans le sol aboutissant à une réduction de l'accessibilité dans la matrice du sol. Les données suggèrent que le transfert des polluants dans le sol affecte la biodégradabilité et la biotoxicité.

L'étude comparative de l'écotoxicité et de la biodégradabilité d'une vingtaine de composés tensioactifs utilisés dans le domaine du forage (émulsifiants, agent mouillants, anti-corrosion) a montré l'absence d'une relation directe entre la biodégradabilité et l'écotoxicité (**Khodja et al., 2007c**). Cette observation révèle que les composés peu biodégradables ne sont pas automatiquement toxiques, de même que les composés facilement biodégradables ne sont pas automatiquement peu toxiques (**Khodja et al., 2007c**). Des échantillons de biodégradabilités similaires manifestent une grande différence dans leurs propriétés d'écotoxicité. Les tensioactifs peuvent diminuer l'activité des microorganismes à cause de leur toxicité. Du point de vue de la composition des fluides, il ressort d'une étude comparative entre les OBM et les WBM (**Ostgaard et Jensen, 2005**) que l'exposition des microorganismes à une solution de 100–1000 ppm de gazole réduit fortement leur vitesse de croissance, alors que dans le cas des WBM un effet similaire n'est observé que pour une concentration de 100 000 ppm. Cette différence est liée d'une part à la présence de l'huile mais aussi à la nature et à la composition des additifs du fluide.

## **V.6 Etude de l'activité microbiologique vis-à-vis du gazole**

### **V.6.1 Identification**

#### *a. Résultats de l'étude macroscopique*

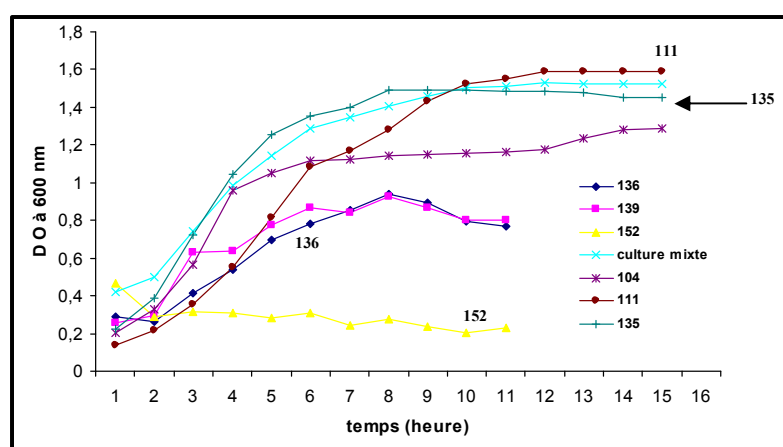
L'ensemencement sur milieu M1 (**Annexe V**) additionné de 2% de gazole comme source de carbone, nous a permis d'isoler 9 colonies distinctes par l'aspect, la taille et la couleur sur culture mixte contenant entre 30 et 300 colonies. Les résultats de l'étude macroscopique sont présentés dans l'**annexe V**.

**b. Résultats de l'étude microscopique**

L'observation microscopique se base sur deux étapes : coloration de gram et observation à l'état frais. Les résultats sont présentés dans l'**annexe V**. Après culture des souches 1361 et 142 sur milieu OGA + un antibiotique (tétracycline) nous avons confirmé que ce sont des levures, vu qu'elles ont poussées sur ce dernier. Mais, vu le manque de milieux d'identification des levures, ces souches n'ont pas été identifiées, les aspects macroscopiques et microscopiques des levures isolées sont présentés dans l'**annexe V**.

**c. Etude biochimique des souches isolées**

L'étude biochimique a été réalisée par la galerie biochimique classique pour l'identification des souches bactériennes isolées ; les résultats sont présentés dans l'**Annexe V**. La **figure V.4** donne la courbe de croissance des souches isolées et de la culture mixte sur le milieu M 1 à 2% de gazole.



**Figure V.4** : Courbe de croissance des souches isolées et culture mixte sur milieu M1 à 2% de gazole

**d. Identification de souches isolées**

Les **figures V.5, V.6 et V.7** donnent des exemples des aspects macroscopiques et microscopiques obtenus pour les souches 104, 111 et 152. L'**annexe V** donne les aspects et la classification des espèces 135, 136, 137 et 139.

**La souche 104** peut être identifiée comme appartenant au genre *Enterobacter* à raison de sa morphologie (colibacille) à gram négatif, elle est mobile, ONPG et catalase positif, à respiration aéroanaérobie facultative ; la production de gaz par fermentation est très abondante chez cette espèce. L'espèce proposée est *Enterobacter sp.* (**Prevot et al., 1961 ; Bergey, 1984**).

**Classification de la souche 104 (Bergey,1984)** :Domaine : Bacteria, Phylum : Proteobacteria, Classe : Gammaproteobacteri, Ordre : Enterobacteriales, Famille : Enterobacteriaceae, Genre : Enterobacter, Espèce : *Enterobacter sp.*

**La souche 111** est un colibacille à gram négatif, aéro-anaérobie facultatif, mobile, capable d'utiliser le citrate de sodium comme unique source de carbone, ONPG positive, LDC négative, catalase +, RM et VP négatifs. Il peut être identifié comme appartenant au genre *Citrobacter*, et, vu les résultats des tests biochimiques, l'espèce proposée est *Citrobacter freundii*.

Classification de la souche 111: Domaine : Bacteria, Phylum : Proteobacteria, Classe : Gammaproteobacteria, Ordre : Enterobacteriales, Famille : Enterobacteriaceae, Genre : Citrobacter, Espèce : *Citrobacter freundii*.

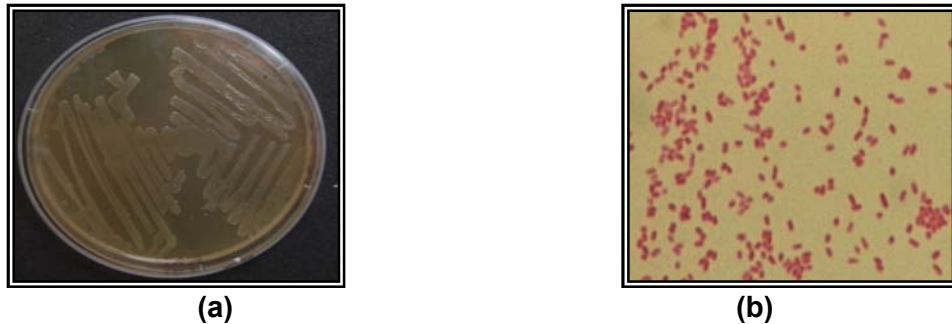


Figure V.5 : Aspects macroscopique (a) et microscopique (b) (après coloration de gram au grossissement GR× 100) de la souche 104

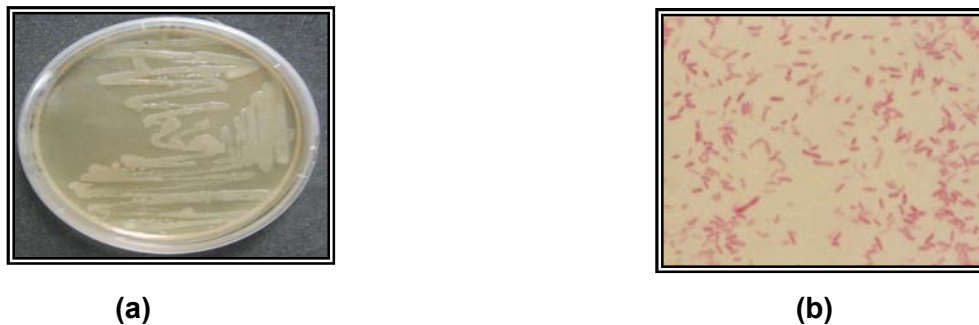


Figure V.6 : Aspects macroscopique (a) et microscopique de la souche 111 (après coloration de gram au grossissement GR× 100)

**La Souche 152** présente une forme en cocci à gram positif, elle est aéro-anaérobie facultatif, elle peut appartenir au genre staphylococcus. Les tests biochimiques montrent que la souche est ONPG, Catalase et ADH positif alors que l'indole, ODC et LDC négatif : donc la souche est *Staphylococcus auricularis*.

Classification de la souche 152: Domaine : Bacteria, Phylum : Firmicutes, Classe: Bacilli, Ordre Bacillales, Famille : Staphylococcaceae, Genre : Staphylococcus, Espèce: *Staphylococcus auricularis*



Figure V.7 : Aspects macroscopique (a) et microscopique (b) de la souche 152 (après coloration de gram au grossissement GR× 100)

Les résultats d'isolement bactérien de l'échantillon 6 concordent avec ceux obtenus sur d'autres chantiers de forage du champ de Hassi Messaoud durant la période 2000-2005. A ce sujet, une étude complémentaire a été réalisée par l'utilisation des galeries API a confirmé l'identification préliminaire.

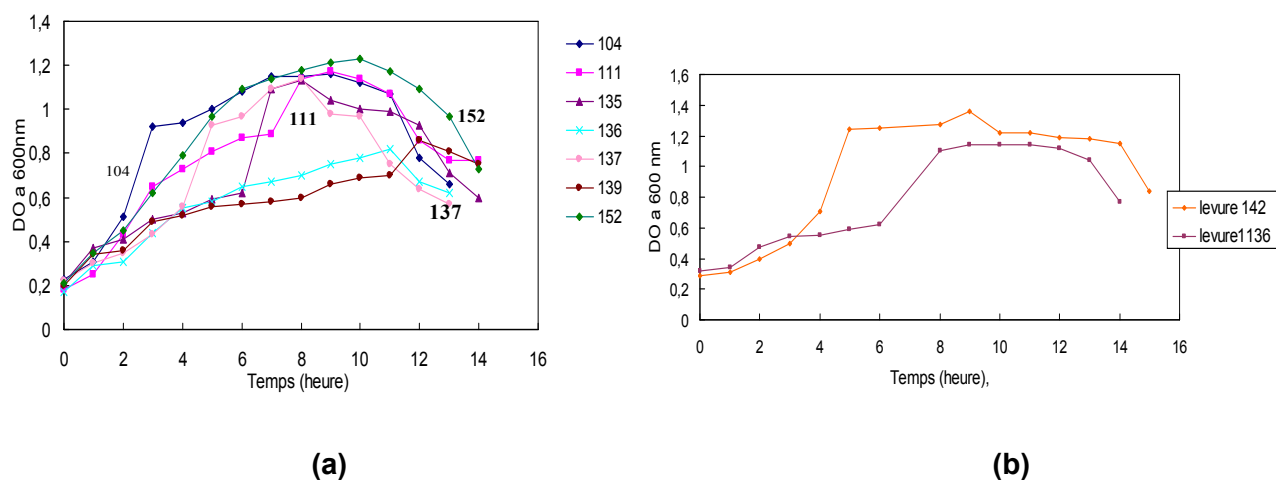
### V.6.2 Suivi de la cinétique de croissance des souches isolées

#### V.6.2.1 Croissance dans un milieu à 2% de gazole

Le suivi de la cinétique de croissance des souches isolées sur milieu M 1 additionné de 2% de gazole comme seule source de carbone, en mesurant la densité optique à 600 nm en fonction du temps, nous a permis de tracer les courbes présentées sur les **figures V.8**.

D'après les figures, la DO augmente dès les premières heures jusqu'à atteindre des valeurs maximales ; cette augmentation correspond à la phase exponentielle, c'est la phase où la croissance bactérienne et la consommation du substrat (gazole) sont maximales. La phase stationnaire est presque absente, elle est représentée par une légère augmentation ou diminution de la DO. Dans cette phase la vitesse de croissance est constante. A partir de la 12<sup>e</sup> heure, on assiste à une diminution continue de la densité optique, c'est la phase de déclin ; elle est caractérisée par la mort cellulaire due à l'épuisement du substrat et à l'accumulation de substances toxiques dans le milieu de culture.

Les courbes  $(DO)_{600} = f(t)$  obtenues ont l'allure de courbes de croissance classiques des bactéries. Pour la majorité des souches, les phases de latence sont très courtes ou presque inexistantes, ce qui montre une adaptation de ces souches à la source de carbone utilisée (le gazole). Les souches 136 et 139 montrent une allure moins rapide, alors que la souche 152 ne donne pas de développement le long de la période (16 h). Le comportement de ces souches isolées est totalement différent surtout pour le cas de la souche 152 qui a donné une bonne évolution. La **figure V.8** montre l'allure obtenue.



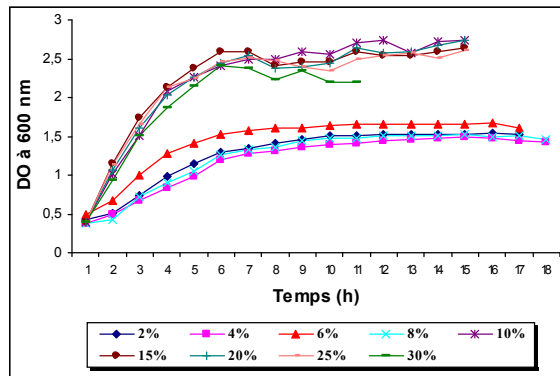
**Figure V.8 :** Courbes de croissance pour (a) les bactéries isolées et (b) les levures isolées sur milieu M1 à 2% de gazole

Les deux souches de levures présentent l'allure d'une courbe de croissance classique :

- Une phase de latence assez courte (2 heures) pour la souche 142 et plus longue pour la levure 1136 (6 heures).
- Une phase exponentielle atteinte au bout de 5 heures pour la souche 142, et de 8 heures pour la souche 1136.
- Une phase stationnaire plus importante chez la levure 142.
- Une phase de déclin atteinte au bout de la 13<sup>e</sup> heure pour la souche 142 et de la 14<sup>e</sup> heure pour la souche 1136.

### V.6.2.2 Croissance dans des milieux à différentes concentrations en gazole (2 à 30%)

Selon les résultats des courbes de croissance sur milieu M1 + 2% de gazole, les souches 104, 111, 135, 137 et 152, présentant une croissance rapide et des valeurs de DO maximale élevée, ont été choisies pour tester leur croissance sur milieu M1 à différentes concentrations en gazole (2 à 30%). La tendance des courbes est assez similaire, quelques résultats obtenus sont présentés sur la **figure V.9** regroupant la croissance de la culture mixte avec différentes concentrations en gazole.



**Figure V.9:** Courbe de croissance de culture mixte sur le milieu M1 à différentes concentrations en Gazole (2 à 30%)

D'après les courbes obtenues (**Figures V.8 et V.9**), on remarque :

- l'absence de la phase de latence pour l'ensemble des souches et pour l'ensemble des concentrations étudiés,
- la présence d'une phase exponentielle pour tous les cas étudiés et avec l'ensemble des concentrations en gazole. Cette situation confirme l'aptitude de ces souches à croître sur les concentrations étudiées.

- Pour le cas de la culture mixte (**Figure V.9**), on remarque deux séries de courbes bien distinctes. Une première série pour les concentrations allant de 2 à 8% et une deuxième série pour les concentrations allant de 10 à 30%. Les densités sont plus importantes avec les fortes concentrations, et elles sont supérieures à celles obtenues avec les souches séparément. Cette situation peut être expliquée d'une part par l'éventuelle utilisation du gazole comme source de carbone et d'autre part par la synergie obtenue avec la mixture des souches.

Un résultat expliquant le bon pouvoir de dégradation naturelle des hydrocarbures par les souches autochtones présentes dans le borbier. Ces résultats seront d'une grande utilité dans le choix d'un éventuel traitement biologique.

Les différents constituants du gazole sont intrinsèquement biodégradables, mais à des degrés et à des vitesses variables. Les alcanes normaux ainsi que les dérivés n-alkylaromatiques et les molécules aromatiques simples en C<sub>10</sub>-C<sub>22</sub>, sont les plus facilement dégradables. Les petites molécules se métabolisent en général rapidement. Les n-alcanes à longue chaîne sont plus lentement dégradés en raison de leur hydrophobicité et du fait qu'ils sont visqueux ou solides à la température ambiante. Les alcanes ramifiés et les cycloalcanes sont relativement résistants à la décomposition biologique et les hydrocarbures aromatiques polycycliques, franchement résistants (**United Nations Environment Programme, 1996**). La vitesse globale de dégradation des hydrocarbures est limitée par la température, la teneur en eau et en oxygène, le pH, la présence de nutriments inorganiques et la versatilité métabolique microbienne.

L'analyse des résultats obtenus montre que les souches autochtones présentes ou développées dans le borbier ont résisté dans une première phase à une concentration de 30% en gazole. Ces souches ont pu se développer dans le milieu du borbier connu pour sa forte concentration en hydrocarbures (grand volume de fluide OBM). Les bactéries présentes possèdent probablement des systèmes enzymatiques adéquats pour la dégradation des hydrocarbures.

### **V.7 Perspectives pour la proposition de nouveaux additifs : Un réducteur de filtrat pour les systèmes OBM**

La majorité des réducteurs de filtrat, actuellement utilisés dans les fluides de forage à base d'huile et émulsionnés, sont préparés à partir de deux grandes familles de produits. Il s'agit classiquement des produits à base de résidus pétroliers (asphalte soufflé) et des produits à base de lignite aminés. Ces additifs sont connus par les foreurs et les "boueux" sous différentes désignations : Carbotrol, Versatrol, Duratone, Versalig... D'autres composés récemment proposés sont à base de polymères et de résines.

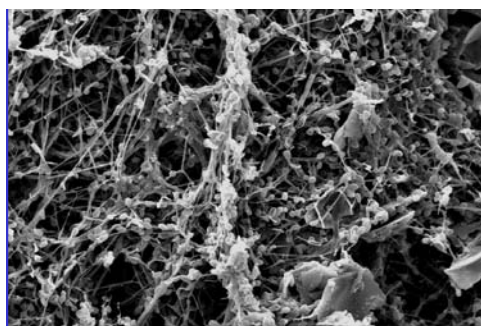
Du fait que les composés à base de lignine ou d'asphalte ont toujours posé un problème aux pétroliers concernant les variations de biodégradabilité et d'endommagement induit, il était important de chercher d'autres composés ou matières premières pour la préparation d'un réducteur de filtrat plus biodégradable.

L'aspect de ce projet a été inséré dans un volet de valorisation des rejets industriels afin de minimiser la dégradation du milieu naturel. Cette partie du travail a porté sur la valorisation d'un rejet issu de l'industrie pharmaceutique (oxytétracycline), sujet aujourd'hui à une incinération, appelé R dans ce qui suit. A l'état brut, il est sous forme de feuillets superposés de couleur marron, friables et sentant le moisi.

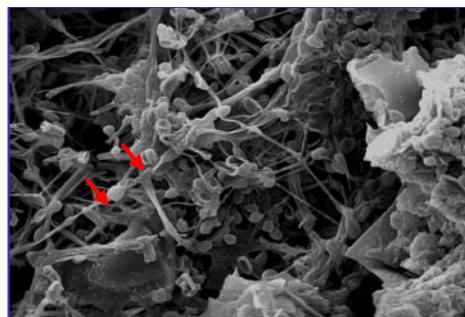
Dans le but de valoriser R, il a été procédé à des traitements préliminaires : opérations de lavage, traitement avec NaOH, séchage, broyage et traitement avec un tensioactif. Dans le cadre de la caractérisation de R, une série d'analyses ont été effectuées. R traité a une masse volumique de 0,95 g/cm<sup>3</sup>, une porosité de 19% et une humidité de 3%.

L'analyse organique élémentaire de la matrice organique de ce rejet indique : carbone : 74,08%, azote : 9,65%, soufre : 5,88% et hydrogène : 10,38%. L'analyse spectroscopique IR révèle la présence de bandes caractéristiques à  $3430\text{ cm}^{-1}$  et  $2913\text{ cm}^{-1}$  correspondant respectivement aux bandes de vibration des groupements O-H et C-H. On note aussi des vibrations dues aux hydroxyles OH dans le domaine spectral allant de  $3200$  à  $3600\text{ cm}^{-1}$ . Les vibrations de valence sont observées dans le domaine  $3300$ - $3500\text{ cm}^{-1}$  pour les amines primaires et  $1550$ - $1650\text{ cm}^{-1}$  pour les amines secondaires. La présence de groupements amines est prévisible.

L'analyse de la répartition granulométrique obtenue après broyage montre que le diamètre moyen des particules est proche de  $30\text{ }\mu\text{m}$  avec un pourcentage de 80%. La visualisation d'un échantillon de R sous microscope électronique à balayage (**Figure V.10**) montre la présence d'une structure présentant des spores aux extrémités. Une comparaison de cette structure avec une série de microorganismes a révélé qu'il s'agissait de champignons microscopiques (moisissure).



*Vue d'ensemble des champignons*



*Spores issues de la moisissure*

**Figure V.10** : Microscopie des rejets industriels pharmaceutiques

Dans le but d'étudier la performance de ce nouvel additif (R) en tant que réducteur de filtrat, différents systèmes ont été étudiés. Les systèmes conventionnels avec une grande teneur en phase dispersée (H/E : 70/30 et 50/50) ont été considérés pour les essais de substitution. Les conditions opératoires pour la préparation et la caractérisation des fluides ont été réalisées selon les recommandations **API (2005)**.

Les formulations ainsi que leurs propriétés sont présentées dans les **tableaux V.5 et V.6**. L'analyse des caractéristiques obtenues montre la compatibilité de R avec l'ensemble des additifs des systèmes conventionnels. La comparaison entre les caractéristiques rhéologiques et de filtration obtenues avec les systèmes conventionnels et renfermant R de rapport H/E : 70/30 et 50/50 donne des résultats similaires. L'obtention de grandes viscosités avec le système H/E : 50/50 est liée à la présence d'une grande phase dispersée (50% d'eau), ce qui par conséquent augmente les densités.

Les valeurs de filtrat HP/HT obtenues montrent que R, utilisé après un traitement préliminaire, donne des résultats très acceptables (entre 8 et 11 mL) et que cette matière présente un bon pouvoir réducteur de filtrat. La synthèse des résultats obtenus montre l'aptitude de cette biomasse traitée, totalement biodégradable, à générer un bon pouvoir réducteur de filtrat dans les fluides de forage. D'une façon générale, la granulométrie et le mode de traitement de ce produit peuvent contribuer énormément à l'amélioration des caractéristiques du fluide.

**Tableau V.5 :** Composition des fluides formulés

<b>Formulation</b>	<b>70/30</b>	<b>50/50</b>
Gazole (mL)	570	444
Emulsifiant P (mL)	19	12
Emulsifiant S (mL)	5	8
Argile organophile (g)	5	0
Chaux (g)	30	30
Réducteur de filtrat (g)	30	35
Saumure saturée (NaCl) (mL)	290	452

**Tableau V.6 :** Caractéristiques des formulations des boues à l'huile

<b>Paramètre</b>	<b>70/30 C</b>	<b>70/30 R</b>	<b>70/30 R*</b>	<b>50/50 C</b>	<b>50/50 R</b>
<b>Densité</b>	0,98	0,99	0,99	1,02	1,02
<b>VA (cP)</b>	27	24	23	51	52
<b>VP (cP)</b>	21	20	21	44	44,5
<b>YV (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	12	8	4	14	15
<b>Gels 0/10 (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>	4/5	3/4	3/4	3/3	2/3
<b>Rapport H/E</b>	68/32	69/31	68/32	52/48	51/49
<b>Filtrat HP/HT (mL/30min)</b>	5	11	9	6	8

C : système conventionnel ; R : système substitutif ; \* : formulation avec 35 g d'additif

Outre l'aspect environnemental qui a été pris en considération, c'est l'aspect économique qui présente un intérêt du fait de la disponibilité du produit, de la facilité du traitement et des retombées attendues. Il est à signaler l'importance et la nouveauté de ces composés dans le domaine du forage, du fait de leur biodégradabilité et leur disponibilité. En plus de la proposition de la nouvelle formulation de tensioactifs pour les systèmes émulsionnés (**Chapitre III**), d'autres travaux sont en cours portant sur la préparation d'un additif pour les fluides à base d'eau à partir des rejets des tanneries (composé collagénique) et d'un autre additif à base d'amidon amélioré.

## V.8 Synthèse

L'implantation du champ de forage engendre une prise de risques technologiques et naturels. Conscients de cet aspect dont l'importance ne cesse de croître, les services publics et la Société Sonatrach doivent établir un recensement des différents risques pour les populations, les installations environnantes et le milieu naturel, préconiser des mesures et mettre en place un système de prévention et de gestion des risques dus au fonctionnement de l'activité pétrolière. Le champ de forage de Hassi Messaoud présente la particularité de cumuler plusieurs types de risques tels que l'explosion, l'incendie, la contamination et la pollution. La source de danger est le borbier en tant que collecteur des produits liquides et solides issus du puits de forage.



Il est à signaler l'importance des émanations de gaz issus du bournier, les dégagements de poussières dangereuses et les infiltrations ou pertes des fluides durant et après le forage.

Un travail récent (**Ghazi et al., 2008**), relatif aux impacts de la pollution sur le champ de Hassi Messaoud, utilise la méthode de l'analyse du cycle de vie (ACV) ou "life-cycle assessment" (LCA) appliqué aux fluides de forage et compare quatre scénarios de traitement de bournier ou d'abandon : stabilisation/solidification "off line", stabilisation/solidification "on line", traitement thermique et absence de traitement du bournier. Les résultats préliminaires montrent que la méthodologie ACV est bien adaptée à la comparaison de ces différents scénarios et permet de souligner les étapes du procédé présentant les facteurs d'impact les plus importants.

Dans l'objectif de trouver une solution globale aux problèmes de pollution, le projet de délocalisation de la ville de Hassi Messaoud permettra certainement d'éviter les risques majeurs et les nuisances de la population.

En raison des contraintes techniques relatives aux problèmes de forage, les systèmes OBM sont largement utilisés pour le forage du champ de Hassi Messaoud. En plus du projet de désaromatisation du gazole, de l'utilisation d'huiles synthétiques comme substituts du gazole, et de la substitution des OBM par des systèmes WBM, d'autres solutions peuvent être proposées :

- l'utilisation, si les conditions de forage le permettent, de systèmes émulsionnés riches en phase dispersée (H/E : 60/40 ou 50/50). Cette option permet, en plus d'un gain environnemental, une économie conséquente, suite à la réduction des quantités de gazole et d'argiles organophiles,
- la réduction, si possible, du nombre et des diamètres des phases de forage,
- l'amélioration des conditions de traitement des solides au cours du forage.

La première initiative prise par l'entreprise était d'adopter un traitement rapide, peu onéreux et accessible (disponibilité) pour l'élimination ou la réduction de cette pollution. Cependant, le traitement par inertage (solidification/stabilisation) est un mode de transfert et non d'élimination de la pollution.

Depuis la fin des années 1990, la technique de traitement thermique a été largement utilisée sur le champ de Hassi Messaoud, permettant la réduction de la teneur en hydrocarbures dans les cuttings jusqu'à moins de 1%. Toutefois, son coût élevé ainsi que la production d'une pollution atmosphérique importante ont freiné cette technique.

Face à cette situation, l'exploitant est à la recherche d'une technique de traitement répondant à une équation difficile et alliant trois facteurs-clés pour sa bonne analyse et sa performance :

- Une efficacité du traitement du bournier,
- Un coût de traitement acceptable,
- Un minimum de conséquences sur l'environnement.

C'est à la lumière de ces exigences, que notre travail a porté sur :

1. Un diagnostic de la pollution et une identification de la population bactérienne présente sur sites afin d'évaluer la biodégradation naturelle,
2. Une évaluation de la performance des techniques de traitement utilisées sur HMD,
3. Une étude de valorisation de quelques rejets industriels polluants pour la préparation de nouveaux additifs dans les fluides de forage (OBM et WBM),

Les premiers résultats sont en faveur d'un traitement biologique. Vu les conditions d'exploitation, la qualité de la microflore présente, la prédominance d'une pollution par les hydrocarbures, adapter une technique ayant pour objectif d'éliminer le polluant avec un minimum de coût amène à proposer un traitement par landfarming, qui est une méthode simple et non coûteuse.

En dehors du traitement et des stratégies adoptées, le grand problème posé aujourd'hui sur le champ de Hassi Messaoud est d'allier le profit économique avec les considérations environnementales. On ne savait pas chiffrer exactement les effets du fluide de forage sur l'environnement et de ce fait aucun bénéfice substantiel ne pouvait être défini pour soutenir l'effort nécessaire à l'évolution vers de meilleurs fluides de forage.

Quels sont donc les facteurs ou paramètres des fluides liés à l'environnement, ou, autrement dit, que peut-on attendre du fluide pour réduire les effets néfastes sur l'environnement ?

Les deux types de fluides (WBM et OBM) ont été considérés dans le cadre de cette étude. Certainement, les systèmes OBM sont plus polluants et plus toxiques que les systèmes WBM. A défaut de ne pas avoir en possession les éléments nécessaires pour l'estimation du "coût externe" ou des dommages environnementaux, le profit économique immédiat reste toujours le moteur de la stratégie.

**CONCLUSIONS  
ET  
RECOMMANDATIONS**

## **CONCLUSIONS et RECOMMANDATIONS**

Les problèmes majeurs rencontrés tout au long de l'exploitation des puits du plus grand champ pétrolier en Algérie, celui de Hassi Messaoud (HMD) ont été exposés. Pour cela, nous avons récolté plusieurs données de forage et de production et fait appel à une panoplie de techniques. Au cours de ce travail, nous avons voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives de chantier et ce, dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels. Dans cet objectif, un aperçu global de la minéralogie de quelques puits des champs algériens est donné pour établir une relation possible entre la minéralogie des argiles présentes et le type de problèmes engendré par ces argiles et les systèmes de fluides de forage inhibiteurs correspondants. Un intérêt particulier a été apporté aux problèmes majeurs du gisement historique de HMD qui compte aujourd'hui plus de 1200 puits.

### **Les argiles**

La caractérisation des argiles fait apparaître des effets antagonistes produits par l'adsorption de composés organiques et/ou par la présence d'un dépôt minéral sur les cuttings d'argiles, i) un colmatage favorable à la réduction de la perméabilité des argiles et à l'amélioration des propriétés de filtration et ii) une contamination des cuttings d'argiles, défavorable pour les tests d'inhibition et l'optimisation du fluide de forage et contribuant de plus à induire des erreurs lors de l'évaluation économique du forage. En effet, une contamination par les sels peut conduire au changement de la force ionique de la solution et affecter le comportement des argiles vis-à-vis des polymères à tester.

### **Les additifs**

L'étude rhéologique a montré des comportements similaires pour les polymères xanthane (XCD), cellulose polyanionique (PAC) et polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA). La bentonite du fluide en tant que support colloïdal, facilite le maillage entre les différents additifs présents (polymères et sels) permettant la formation d'un bon cake imperméable. Les trois systèmes étudiés présentent des modèles rhéologiques du type Herschel-Bulkley ou Ostwald de Waele, par ailleurs souvent évoqués dans d'autres travaux.

Le comportement des polymères inhibiteurs (PHPA, glycols et silicates) révèle l'importance des mécanismes mis en jeu dans la stabilisation et l'inhibition des argiles et s'explique par leurs charges (état de répulsion permanente) conduisant à leur état de dispersion. Les caractéristiques rhéologiques ont été corrélées aux propriétés électrocinétiques et confirmées par la variation des propriétés interfaciales, de mouillage et d'inhibition. L'étude des mécanismes d'inhibition des polymères montre que le PHPA inhibe le gonflement et la dispersion des argiles par encapsulation et agit par un effet stérique, alors que pour les glycols et les silicates l'effet électrocinétique l'emporte sur l'effet stérique.

### **Méthode d'inhibition proposée**

Il est évident que des solutions presque universelles de méthodes d'inhibition ne peuvent résulter que d'un effort de compréhension des mécanismes physico-chimio-mécaniques des interactions fluide-roche. La méthode proposée combine deux méthodes conventionnelles largement utilisées: celle des pastilles comprimées et celle de la dispersion en hot-rolling. Cette dernière permet plus de représentativité en terme d'hétérogénéité minéralogique. Les résultats des tests de filtration réalisés par cette méthode ont été largement corroborés par l'étude des caractéristiques rhéologiques, des propriétés interfaciales et électrocinétiques, par le suivi i) de la variation minéralogique in situ par la méthode "wet cell", ii) de la cinétique de rétention des polymères sur les argiles, iii) de l'évolution granulométrique des systèmes bentonite-polymère et iv) de l'évolution chronologique des systèmes cuttings-polymère par diffusion de la lumière. La synthèse des résultats obtenus au laboratoire montre une bonne concordance avec les tests de chantier réalisés avec le système aux silicates sur quatre puits du champ de HMD.

### **Les systèmes de fluides émulsionnés**

Face aux problèmes observés avec les WBM pour le forage des puits du champ de HMD, l'introduction des systèmes OBM qui ont été étudiés, a apporté de bonnes solutions.

- Les CMC des tensioactifs ont été déterminées par fluorescence moléculaire. Les résultats obtenus par d'autres techniques (tension interfaciale, conductimétrie) montre une similitude dans les ordres de grandeur. Les différences observées peuvent être liées à la fiabilité des méthodes, aux conditions de mesures, ainsi qu'aux différents facteurs relatifs aux émulsifiants tels que la qualité des produits, la différence de concentration en matière active et l'influence des additifs utilisés dans les échantillons du commerce.
- La concentration optimale est celle donnant un compromis entre une stabilité électrique acceptable, un pourcentage d'émulsion élevé et une meilleure résistance à la centrifugation. L'évaluation de ces trois paramètres a permis d'établir un classement pour les différents groupes de tensioactifs utilisés. Les plus grandes valeurs du pourcentage d'émulsification et les plus faibles pourcentages d'eau ont été observés pour les tensioactifs primaires des groupes A et B qui donnent ainsi les meilleurs résultats.
- Dans des conditions expérimentales identiques d'émulsification, l'analyse des tendances observées montre clairement que la meilleure émulsification est tributaire d'un mélange optimal lié à la composition et à la concentration en émulsifiants. L'utilisation d'un mélange de tensioactifs (primaire et secondaire, c'est-à-dire non ionique et ionique) en concentrations égales pour différents rapports H/E a abouti à des pourcentages d'émulsion remarquables. Les argiles organophiles ont un effet important sur la viscosité de l'émulsion comparativement au réducteur de filtrat, probablement à cause de l'affinité simultanée pour les deux phases.
- La chaux n'a aucune influence sur la rhéologie des émulsions, en revanche la stabilité électrique croît avec la concentration en chaux. La stabilité électrique peut être largement exploitée dans l'étude des systèmes émulsionnés en présence de solides comme l'argile organophile, car une augmentation de la teneur en solides augmente effectivement la stabilité électrique.

L'addition de barite en tant qu'alourdissant des boues à base d'huile améliore la stabilité électrique de l'émulsion inverse. Cependant, les mesures de stabilité électrique n'ont pas été d'une grande aide pour l'interprétation des résultats portant sur les pourcentages d'émulsification.

- Lorsque les pourcentages en tensioactifs primaires et secondaires sont égaux, tous les systèmes montrent une bonne stabilité électrique. Les performances obtenues avec les mélanges de tensioactifs sont confirmées par les résultats de l'analyse granulométrique. En effet, avec chaque tensioactif seul (principal ou secondaire) on observe un diamètre moyen de l'ordre de 100 à 150µm. Pour les mélanges de tensioactifs, la plage de dispersion des particules est de 60 à 100µm. Du point de vue granulométrique, les tensioactifs du groupe A donnent une granulométrie plus fine par rapport aux autres systèmes.

- Dans la plupart des émulsions préparées, la coalescence a été observée après un repos de 24h. Le volume de la phase émulsionnée ne dépasse alors pas 30% du volume total et varie d'un système à l'autre en fonction de la nature des tensioactifs utilisés. Avec des conditions plus sévères (centrifugation à 4000 tr/min durant 10 min), la meilleure stabilité de l'émulsion renfermant les tensioactifs du groupe A est confirmée par l'absence de décantation d'une phase aqueuse.

L'expérimentateur doit pondérer tous ces paramètres. Il doit pouvoir établir des règles pour l'évaluation des performances des additifs et ce choix sera surtout fonction des contraintes d'utilisation et des priorités à considérer sur le chantier.

### **Formulation de fluide et endommagement**

Un de nos objectifs était de corréliser les résultats globaux obtenus par la formulation complète avec l'endommagement induit par les additifs seuls. Sur la base de nombreuses études réalisées, que ce soit sur des roches modèles (grès de Berea) ou sur des roches réelles, l'étude du colmatage induit par la formulation complète des fluides ne permet pas de déceler de différences importantes de filtration et d'endommagement. Cependant, la synthèse des résultats obtenus montre une différence des effets d'un additif à l'autre, et le fluide complet donne généralement des pourcentages d'endommagement plus faibles comparativement aux additifs seuls. Les aspects physico-chimiques développés permettent de dégager l'influence de la composition chimique, de la charge des émulsifiants, de la nature et de la granulométrie des agents viscosifiants (argiles organophiles) et des réducteurs de filtrat. Globalement, les fluides OBM sont moins endommageants que les WBM, et l'optimisation de la dimension des solides présents dans la formulation permet la réduction de cet endommagement.

La modélisation pour prévoir l'endommagement montre que le cake formé permet de réduire cet endommagement : l'augmentation de son épaisseur en fonction du temps confirme en effet la réduction de l'invasion de la roche. Les courbes d'invasion obtenues par le modèle donnent un aperçu sur la vitesse d'infiltration et sur la tendance au changement de la saturation de la roche par le fluide. L'allure des figures de variation de l'épaisseur du cake en fonction du temps à perméabilité fixe confirme cette tendance déjà obtenue par d'autres travaux.

L'exploitation des résultats obtenus est assez complexe face à la complexité du réservoir étudié et à l'historique des opérations de production. La décision d'aborder la modélisation vise à appréhender l'influence des caractéristiques du fluide sur l'endommagement, ceci afin de déceler les facteurs essentiels contribuant à ces phénomènes. Une seconde étape consiste à faire intervenir d'autres facteurs jugés importants dans le but de pondérer leur influence.

### **Performance-coût-environnement**

Dans les activités de production pétrolière, en plus des pertes de circulation des fluides pendant et après le forage, le borbier, en tant que collecteur des produits liquides et solides issus du puits de forage représente une grande source de pollution et de danger. L'importance des émanations de gaz issus du borbier ainsi que les dégagements de poussières dangereuses sont aussi à signaler. Depuis plusieurs décennies les fluides OBM sont largement utilisés sur le champ de HMD, décision certainement motivée par le profit économique. Toutefois, les résultats d'une première expérience avec les systèmes WBM restent à valoriser par la réalisation d'autres essais. Ainsi, en amont, la prise en compte des volumes de fluides de forage (WBM ou OBM) se chiffrant en centaines de m<sup>3</sup> par jour qui peuvent s'infiltrer, contaminer et polluer les eaux souterraines, interpelle pour conduire à la bonne décision; et en aval, le diagnostic des techniques de traitement utilisées depuis plus d'une quinzaine d'années a montré des imperfections majeures pouvant induire des nuisances pour la santé humaine, l'écosystème et l'environnement.

Le champ de HMD présente la particularité de cumuler plusieurs types de risques, tels que l'explosion, l'incendie, la contamination et la pollution. L'analyse des cuttings issus des borbiers a montré la prédominance du gazole comme principale source de pollution. Le présent travail ne s'est pas focalisé sur les défaillances des matrices de confinement, ni sur les risques de pollutions atmosphériques engendrées par les traitements thermiques, surtout à long terme, mais il apporte quelques éléments de réponse à l'équation performance-coût-environnement. En plus de l'utilisation d'un gazole désaromatisé et d'huiles synthétiques, d'autres améliorations sont proposées. Celles des conditions de traitement des solides au cours du forage, de la réduction, si possible, du nombre de phases de forage et de l'utilisation, si les conditions de forage le permettent, de systèmes émulsionnés avec une grande proportion de phase dispersée E/H : 40/60 ou 50/50. Cette dernière option permet, en plus d'un gain environnemental, une économie conséquente suite à la réduction des additifs.

Dans l'objectif de trouver une solution globale aux problèmes de pollution, le projet de délocalisation de la ville de Hassi Messaoud permettra certainement d'éviter les risques majeurs et les nuisances pour la population. Un intérêt particulier doit porter sur l'évaluation du coût de la pollution engendré par les dommages de l'activité de forage et de production. Cependant, vu les conditions d'exploitation et l'environnement (microflore présente avec son activité de dégradation et prédominance d'une pollution par les hydrocarbures), chercher à adapter une technique pour éliminer les polluants à un coût minimal amène à proposer une méthode de traitement biologique en principe simple et peu coûteuse.

# **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**



**Références Bibliographiques**

**A**

- Abend, S. Bonnke, N. Gutschner, U. et Lagaly, G. (1998) Stabilization of emulsions by heterocoagulation of clay minerals, *Colloid Polym. Sci.* 276, 730
- Abid, D. (1995) Synthèse sur les fluides de forage, rapport 419/94. Sonatrach/CRD Boumerdès, Algérie
- Abidin, K. et Hsai-Yang, F. (2000) The effects of organic fluids on physicochemical parameters of fine-grained soils. *Can. Geotech. J.* 37: 943–950
- Achi, B. (2004) "A Preliminary Assessment of Production Performance & Decline of Horizontal Wells in Hassi Messaoud Reservoir", Forum des puits Horizontaux, 6-7 Avril, Hassi Messaoud, Algérie, 2004
- ADEME, (1999) Conception de produits et environnement Œ 90 exemples d'éco-conception, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie Editions, ISBN 2-86817-5 Paris, 1999
- AFNOR T73-409 (1976) Agents de surface: Préparation d'une émulsion, Etude de ses propriétés, Evaluation du pouvoir émulsifiant, Norme expérimentale éditée par l'association française de normalisation, Paris la Défense
- AFNOR (1979) Essais des eaux - Dosage des hydrocarbures totaux, French Standardized Procedure XP T 90-114, NF T 90-101, NF T 90-114, Octobre, Saint-Denis-la-Plaine France
- AFNOR T73-409 (1986) Agents de surface: Préparation d'une émulsion, Etude de ses propriétés, Evaluation du pouvoir émulsifiant, Edité par la société française de normalisation, Paris la Défense
- AFNOR (1998) Déchets : Essai de lixiviation, French Standardized Procedure NF X31-210, May 1998, Saint-Denis la Plaine, France
- Al-Bazali, T. (2003) Membrane efficiency behaviour of shales, Master, Houston
- Ali, M.F. et Alqam, M.H. (2000) The role of asphaltenes, resins and other solids in the stabilization of water in oil emulsions and its effects on oil production in Saudi oil fields. *Fuel* 79, p.1309-1316
- Allred, R.B. et McCaleb, S. (1973) Rx for Gumbo shale Drilling. SPE paper 4233, Janvier
- Al-Riyami, K. et Sharma, M.M. (2004) Filtration properties of oil-in- water emulsions containing solids. SPE paper 73769, pp. 164 -172
- Al-Zharani, S.M. (1997) A generalized rheological model thinning fluids. *J. Petrol. Sci. Eng.* 17 (3–4), 211–215
- Amaefule, J.O., Kersey, D.G., Norman, D.L., et Shannon, P.M. (1988) Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies, CIM Paper No.88-39-65, Proceedings of the 39<sup>th</sup> Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, Alberta, Juin 12-16, 16 p
- Åmand, L.E. et Leckner, B. (2004) Metal emissions from co-combustion of sewage sludge and coal/wood in fluidized bed, *Fuel* 83, 1803-1821
- Anderson, D.B. et Edwards, C.D. (1973) Development of fluids for drilling slugging and heaving shales. *Petroleum engineer*, septembre
- Anne, S., Johan, T. et Frederic J.S. (1997) Effect of water breakthrough on sand production: experimental a field evidence, SPE 38806, 565–568
- Anson Oilfield Index (2008), [www.anson.co.uk/oilfield\\_glossary.html](http://www.anson.co.uk/oilfield_glossary.html)
- Aoudia, T. et Semdani, B. (2000) Rapport d'essai N°1 de la boue à base d'eau BARASIL'S de Baroid utilisé sur OMO#364/TP#184 en phase 12<sup>1/4</sup> Période du 03/12/2000 au 17/12/2000 DRMD/SH/FOR, Sonatrach/Division forage HMD
- Aoudia, T., Nasri, K. et Semdani, B. (2001) Rapport d'essai N°2 de la boue à base d'eau SILDRIL de MI-A utilisée sur OMO#354 en phase 12<sup>1/4</sup> Période du 20/12/2000 au 05/01/2001 DRMD/SH/FOR. Sonatrach/Division forage HMD
- API (1979) Glossary of drilling fluid and associated terms, 2 nd Ed., Bulletin D 11, May
- API (2003) Recommended Practice for Field Testing of water-based Drilling Fluids 13B-1, Third Edition, December, ANSI/API 13B-1/ISO 10414-1

- API (2004) Specification 13A, Sixteenth Edition, February, ISO 13500:1998 (Modified), Petroleum and natural gas industries, Drilling fluid materials, specifications and tests
- API (2005) Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids API, Recommended practice 13B-2, 4th edition, Mars
- Arashmid M. et Jeffreys G.V. (1980) *AIChE Journal* 26 (1)
- Argillier, J.F., Ramachandran, R. Harris W.C. et Tirrell M., (1991) *J. Colloid Interface Sci.*, 146 (1) 242-250
- Argillier, J.F., Audibert, A. Lecourtier, J. Moan, M. et Rousseau, L. (1996) Solution and adsorption properties of hydrophobically associating water-soluble polyacrylamides. *A Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 113 247-257
- Argillier, J.-F. Audibert, A. et Longeron, D. (1999) *SPE Drill. Completion* 14 (4) 266–273
- Aserin, A., Frenkel M. et Garti, N. (1984) *Ibid.* 61 : 805
- Askri, H., Belmecheri, A., Benrabah, B., Boudjema, A., Boumendjel, K., Daoudi, M., Drid, M., Ghalem, T., Docca, A. M., Ghandriche, H., Ghomari, A., Guellati, N., Khennous, M., Lounici, R., Naili, H., Takherist, D. et Terkmani. M. (2003) *Geology of Algeria. WEC Algeries Algeria*
- Aston, M.S. et Elliot, G.P. (1994) *Europ. Petr. Conf.*, SPE 28818
- Ata, A. et O'Neill, M. (2000) The physicochemical interaction between PHPA polymer slurry and cement mortar. *Geotechnical Testing Journal*, Vol. 23, No. 2, pp. 225-235
- Atlas, R.M. (1981) *Biodegradation of hydrocarbons in the environment*". Basic Life Science, Plenum Press U.S.A, 45 /211-223
- Atlas, R. M. (1984) *Petroleum microbiology*. Edition, Macmillan Publishing Company, P.685.
- Audibert, A., Argillier, JF, Bailey, L. et Reid, PI. (1988) Process and water-base fluid utilizing hydrophobically modified cellulose derivatives as filtrate. US Patent 5,669,456, Patents 314118 465992 10/1988 7/1991 European Pat.
- Audibert, A. et Dalmazzone, C. (2006) Surfactant system for water-based well fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects* 288 (2006) 113–120
- Aveyard, R., Binks, B.P. et Clint, J.H. (2003) *Adv. Colloid Interface Sci.* 100– 102 503.
- Azzougouen, A. Mazouzi, A. Delhomme et A. Deghmoum (2000). *Horizontal Well Performances in Hassi-Messaoud Oil Field*, SPE/Petroleum Society of CIM 65496. Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, 6-8 Novembre

## **B**

- Baba, A., Azzougouen, A., Mazouzi, A., Tiab, D. et Aissaoui, K. (2002) *Determination of the controlling factors and origins of the Bilinear Flow from Horizontal Well Transient Responses*", Canadian International Petroleum conference, Paper 2002-2018, Juin 11-13, 2002
- Baghdikan, S.Y., Sharma, M.M. et Handy, L.L. (1989) Flow of clay suspensions through porous media, *SPE 16257 Reservoir Engineering*, Mai 1989 p.213-220
- Bailey, W.J., Weir, I.S., Skjetne, E. et Daltaban T.S. (1996) Hyperbolic rheological model for drilling fluids. *SPE* 36025
- Bailey, L., Boek, E., Boassen, T., Selle, O. et Longeron, D. (1999) Particulate invasion from drilling fluids. *SPE paper*, vol. 54762, pp 1-10, Mai
- Baker, C.L. et Garrison, A.D. (1939) *The Chemical Control of Heaving Shale. Part 1*, *Petrol Eng. (Jan.)*, pp. 50-58
- Baker, L.E. (1997) Effects of dispersion and dead-end pore volume in miscible flooding. *Soc. Pet. Eng. J.* 17 (3), 219– 227
- Baker Hughes/Inteq (2001) *Engineering handbook*. Houston, USA
- Ballard, T.J. et Dawe, R.A. (1988) Wettability alteration induced by oilbased drilling fluid. *SPE 17160*, the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA, Feb. 8–9. 1988
- Ballard, T.J., Beare, S.P. et Lawless, T.A. (1993) Mechanisms of shale inhibition with water-based muds. Paper presented at the IBC Conf. on Preventing Oil Discharge from Drilling Operations "The Options", Aberdeen, UK, June 23– 24
- Ballard, T.J., Beare, S.P. et Lawless T.A. (1994) *Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport Through Shales*", *SPE Formation Evaluation*, June, pp.129-133

- Ballerini, D. (1996) Traitement biologique des sols. Technique de l'ingénieur, G2620, P.P.3982
- Bancroft W.D. (1913) J. Phys. Chem. 17 514
- Bannister, C. E. (1978) Evaluation of cement fluid loss behaviour under dynamic conditions, SPE Paper 7592 presented at SPE Annual Technical Conf, Houston
- Bannister, C. E. et Lawson, V. M. (1985) Role of cement fluid in wellbore completions, SPE Paper 14433 presented at SPE Annual Technical Conf, Las Vegas
- Bansal, K.M., et Sugiarto, M. (1999) Exploration and Production Operations – Waste Management A Comparative Overview: US and Indonesia Cases, SPE54345, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Indonesia, April 20-22
- Banton et Bangoy (1999) Hydrogéologie : multiscience environnementale des eaux souterraines. In
- Baroid (1988) Documentations et références techniques, Fluides de forage
- Barnes H.A. (1994), Rheology of emulsions, Colloids and Surfaces A, **91**, 89-95
- Barnes, H. A., Hutton J. F. et Walters K. (1989) An Introduction to Rheology. Elsevier Science Publishers B.V
- Bartha, R. et Atlas, R.M. (1977) The microbiology of aquatic oil spills, Adv. Appl. Microbiol., 22, 225-66
- Batchelor G.K. et Green J.T. (1972) J. Fluid Mech., 56, 401-427
- Bates, R.L. et Jackson, J.A. (1987) Glossary of geology. Amer. Geol. Inst., Ed.
- Beam, H.W. et Perry, J.J. (1974) Microbial degradation of cycloparaffinic hydrocarbons via co-metabolism and commensalism". J. Gen. Microbiol. 82: 163–169
- Becher, P. (1965) Emulsions: Theory and Practice, 2e éd., Reinhold, New York
- Becher P. (1984) Hydrophile-lipophile balance: history and recent developments, J. Disp. Sci. Technol. 5(1) 81-96
- Bedborough, D.R., Blackman, R.A.A. et Law, R.J. (1987) A survey of inputs to the north sea resulting from oil and gas developments. Phil.Trans. R.soc. Lond. B316, 495-509
- Beihoffer, T.W., Dorrough, D.S. et Schmidt, D.D. (1990) the development of an inhibitive cationic drilling fluid for slim-hole coring applications. Paper IADC/SPE 19953 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Houston, February 27–March 2
- Beirute, R.M. (1991) A circulating and shut-in well temperature profile simulator. Journal of Petroleum Technology 9 pp. 1140–1146
- Benayada B., K.N. Habchi et Khodja, M. (2003) Stabilisation of clay walls during drilling southern Algeria. Applied Energy 75 51–59
- Benchabane, A. et Bekkour, K. (2004) Etude de l'effet d'un polymère anionique sur le comportement rhéologique de suspension de bnetonite. 39<sup>ème</sup> colloque annuel du GFR, Mulhouse, France
- Benchabane, A. et Bekkour, K. (2005) Un nouveau modèle rhéologique pour les fluides à seuil. Application à des mélanges argile-polymère. 40<sup>ème</sup> Colloque annuel du GFR. Nice, p. 228-231
- Benna, M., Kbir-Arighuib, N., Clinard, C. et Bergaya, F. (2001) Static filtration of purified sodium bentonite clay suspensions. Effect of clay content. Applied Clay Science, 19, 103-120
- Benna, M., Khir-Arighuib, N., Magnin, A. et Bergaya, F., (1999) Effect of pH on the rheological properties of purified sodium bentonite suspensions. J. Colloid Interface Sci. 218, 442–455
- Bennion, B. (1999) Formation damage, the impairment of the invisible and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable. J.Can.Pet. Technol. 38 (2),11–17
- Bennion, D.B., Thomas, F.B., Jamaluddin, A.K.M. et Ma, T., (2000) Using under balanced drilling to reduce invasive formation damage and improve well productivity—an update. J. Can. Pet. Technol. 39 (7), 53– 60
- Bensebaa, F. Kotlyar, L. Pleizier, G. Sparks, B. Deslandes et Y. Chung, (2000) Surf. Interface Anal. 30 207
- Bergaya, F., Theng B. K-G et Lagaly G. (2006) Handbook of Clay Science, Eds: Bergaya F., Elsevier publishers, Chapter 12-5, pp 879-908
- Bergendahl, J. et Grasso, D. (1999) AIChE J. 45:475
- Bergey, R. (1984) Bergey's manual of determinative systematic bacteriology. 9<sup>th</sup> édition, P.964

- Bernheim, Y. (1999) Typologie des techniques de réhabilitation des sites pollués. Techniques de l'ingénieur Environnement. ISSN 1282-9080. Source, vol. G2, noG2600, pp. G2600.1-G2600.4
- Berthier, P. et Flaud, P. (1995) Static rheological properties of a concentrated silica-bentonite dispersion: modelisation and predictions. Les Cahiers de rhéologie, vol. 12, n°4, pp. 119-128
- Berthod, A. (1983) Structures physico-chimiques de milieux dispersés, micelles émulsions et microémulsions. Journal de chimie physique. 80, N°5
- Bhardwaj A. et Hartland S. (1993), Applications of surfactants in petroleum industry, J. Disp. Sci. Technol., 14(1), 87-116
- Bickmore BR, Nagy KL, Young JS et Drexler JW. (2001) Environ Sci. Technol; 35:4481-2002;255:27
- Bilardo, U., Alimonti, C. Chiarabelli, A. et Colacicchi Caetani F. (1996) Formation water saturation from drilling fluid filtrate invasion: comparison of displacement modelling and induction well log response » Journal of Petroleum Science and Engineering 15, 251-259
- Bingham, E.C. (1916) An investigation of the laws of plastic flow. Paper 278, Scientific Papers of the Bureau of Standards, Vol. 13. Dept. of Commerce, Washington, DC, 5
- Bingham E. et al. (1979) Carcinogenic potential of Petroleum hydrocarbons: a Critical review of the literature J.Env. Path. Tox. 3, 483
- Binks, B.P. et Lumsdon, S.O. (2000) Langmuir 16 8622
- Binks, B.P. et Lumsdon, S.O. (2001) Langmuir 17 4540
- Binshan J., Tailiang F., Xiaodong W. et Xiaofeng Q. (2007) Transp Porous Med (2007) 68:265–283 , DOI 10.1007/s11242-006-9044-9, A new simulation framework for predicting the onset and effects of fines mobilization/ Published online: 10 October 2006
- Bishop, S. R. (1997) The Experimental Investigation of Formation Damage Due to the Induced Flocculation of Clays Within a Sandstone Pore Structure by a High Salinity Brine , SPE 38156 paper, presented at the 1997 SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, Juin 2-3, pp. 123-143
- Bjorseth, A., Lunde, G., et Lindskog, A. (1979) Long-range transport of polycyclic aromatic hydrocarbons. Atmos. Environ. 13, 45±53
- Blair, C.M. (1945) Prevention and treatment of petroleum emulsion. The oil and gas journal. July 21, p.116
- Bland, R.G. (1991) Development of new water-based mud formulations. Chemicals in the Oil Industry: Developments and Applications. Spec. Publ.-R. Soc. Chem., Springer-Verlag, vol. 97, pp. 83– 98
- Bland, R.G. (1992) Water based glycol systems: acceptable substitute for oil-based muds. Oil Gas J., 54 (Juin)
- Bland, R G (1994) Quality Criteria in Selecting Glycols as Alternatives to Oil - Based Drilling Fluid Systems, paper SPE 27141, presented at HSE Conference, Jakarta, Indonesia
- Bland, R., Pariseau, D., Jones, T. et Jachnik, R. (1996) Polyglycol Technology Update, paper presented at AADE, Drilling Fluids Technology Conference, Houston, Texas
- Blondel, T. (2001) pollution souterraine : parametres et parametrage des modeles en écoulement et en transport de polluants. ineris, projet transpol – volet 2, 120 pp
- Bol, G. M., Wong, S.W., Davidson, C. J. et Woodland, D. C. (1992) Borehole Stability in Shale, SPE Paper 24975, Presented at the European Petroleum Conference in Cannes, France, November 16-18
- Borst, R.L. et Smith, J.E. (1982) Pore size distribution of shales. American Laboratory, 91, 56
- Bouchez M., Blanchet D., Haesler F. et Van de Cassette J.P. (1996). Les hydrocarbures aromatiques polycliques dans l'environnement. 1<sup>ère</sup> partie : Propriétés, origines devenir. Rev. IFP, 51, 3, 407-419
- Bourrel M. et Verzaro F. (1997) Contrôle de la rupture des émulsions de bitume dans les applications routières, 2e Congrès Mondial de l'Emulsion, Actes, vol. 4, Bordeaux, France, 23-26 Sept. pp. 295-303
- Bowman, C.W. (1967) In: Proc. 7th World Petroleum Congress, Mexico City, Mexico, 2–8 Avril, vol. 3, p. 583

- Bradenburg, U. et Lagaly, G. (1988) Appl. Clay Sci. 3 263
- Braham Chaouch, M.S. (2006) Estimation de la pression de gisement du champ de Hassi Messaoud par les méthodes d'intelligence artificielle. 7èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach, 28-29 Novembre, Oran, Algérie
- Bras, B. (1997) Incorporating Environmental Issues in Product Design and Realization, Industry and Environment, Product Design and the Environment, United Nation Environment Program Industry and Environment (UNEP/IE), Vol. 20 N°1-2, p 7-13, Paris
- Brochette, P. (1999) Emulsification, Elaboration et étude des émulsions. Techniques de l'ingénieur, traité Génie des procédés, J 2, 150
- Brooks B.W. et Richmond, H.N. (1994) Chem. Eng. Sci. 49 (11) 1843
- Brundtland, G. (1987) Our common future: the world commission of environment and development, Oxford University Press, UK, 1987
- Bruton, J., Mercer, R. et Paul, D., (2000) The application of new generation CaCl<sub>2</sub> mud systems in the Deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE Drilling Conf., New Orleans, February. SPE 59051
- Buchner, A. et Dzialowski, A. (2002) Integrated Fluids Concept Reduces Cost, Improves Environmental Performance in Austrian Campaign," presented at the New Methods and Technologies in Petroleum Geology, Drilling and Reservoir Engineering Conference, Poland, June 20-21
- Bundy, J.G., Paton, G.I. et Campbell, C.D. (2002) Microbial communities in different soils types do not converge after diesel contamination. J. Appl. Microbiol. 92, 276–288
- Burn, A. et Jones, M. (1998) Comparaison of quadrill and a salt saturated mud sample from Algeria. Report N° DFS-98-036 Europe Africa Technology Center, May Dowell drilling fluids, Aberdeen
- Buscall, R. et White, R. (1974) J. Chem. Soc. Faraday Trans. 83. P 110

## C

- Cagle, W.S. et Schwertner, L.F. (1972) Gilsonite Stabilizes Sloughing Shales, Oil & Gas Journal, Mars 27
- Caillère S., Henin, S. et Rautureau, M. (1982) Minéralogie des argiles. Tome 2, P: 51. Edition Masson
- Candler, J., et al. (1992) Sources of Mercury and Cadmium in Offshore Drilling Discharges, SPEDE, 279-83
- Cannon, G.E. (1947) Developments in drilling mud control, Oil and gas journal, Mai 3, 101
- Canselier J.P. (2007) Surfactants in pollution removal and environmental protection, 37 Jornadas anuales del Comité Español de la Detergencia, Séville, 21-23 Mars, Comptes-rendus, CED éd., Barcelone, 2007, pp. ... et 12° Giornate CID, Trieste (Italie), 13-15 Juin (Actes sur CD)
- Canselier J.P. et Poux, M. (2004) Procédés d'émulsification : mécanismes de formation des émulsions, Techniques de l'Ingénieur J2 152, pp. 1-12 and Doc. J2 154, Editions TI Sciences et Techniques, Paris
- Capron, I., Brigand, G. et Muller, G. (1997) about the native and renatured conformation of xanthan exopolysaccharide, Polymer, vol. 38, 5289-5295
- Capuzzo, J. M. (1988) Physiological effects of a pollution gradient introduction, Mar. Ecol. Prog. Ser., 46, 111
- Carminati, G., Cavalli, L. et Buosi, F. (1988) Application of <sup>13</sup>C NMR to the identification of surfactants in Mixture, JAOCS. Vol.65, n°4, April
- Casale A. et Porter, R. S. (1979) Polymer Stress Reactions Vol. 2, Experiments, Academic, New York
- Cernansky, A., et Siroky, R. (1985) Deep-bed Filtration on Filament Layers on Particle Polydispersed in Liquids, Int Chem. Eng., Vol.25, No.2, pp.364-375
- Cerniglia, C.E. et Yang, S.K. (1984) Stereoselective metabolism of anthracene and phenanthrene by the fungus Cunninghamella elegans. Appl. Environ. Microbiol. 47, 119±124

- Chabouni, R. et Djebabssa, M.C. (1996) Caractérisation pétrographique et minéralogique des séries argileuses du bassin de Ghadames. Rapport N°3, Sonatrach/CRD, Boumerdès, Algérie, Octobre
- Chan, C.V., Elliott, J.A.W. et Williams, M.C. (2003) Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Asp. 260, 211–218
- Chanami, R. et McClements, D.J. (2001) Prediction of emulsion color from droplet characteristics : Dilute monodisperse oil-in-water emulsion. Food hydrocolloids. 15, p.83-92
- Chauveteau, G. et Lecourtier, J. (1988) Reduction of polymer adsorption on reservoir rocks. Revue de l'IFP, vol. 43, N°4, Juillet-Aout
- Chauveteau, J., Lecourtier, J. et Lee, L.T. (1988) Méthode de détermination de la capacité d'échange cationique des argiles. Revue de l'IFP, 4: 533-543
- Chemical Economics hand book (1986) Chemical information service: stanford reserach institute, Menlo park, Calif.
- Chenevert, M.E. (1969) Shale Hydration Mechanics, SPE Paper 2401
- Chenevert, M. E. (1970a) Shale Alteration by Water Adsorption, Journal of Petroleum Technology, Septembre, pp. 1141-1148
- Chenevert, M. E. (1970b.) Shale Control With Balanced Activity Oil Continuous Muds, Journal of Petroleum Technology, October
- Chenevert, M.E. (1989) Glycerol mud additive provides shale stability. Oil Gas J., 60– 64, Juillet 17
- Chenevert, M.E. et Pernot, V. (1998) Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Bas Muds, SPE Paper 49263, Presented at 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, Louisiana, Septembre 27-30
- Chesser, B.G. et Perricone, A.C. (1973) A physicochemical approach to the prevention of balling and gumbo shales. SPE paper 4515, Septembre
- Chiang, S.C., Radcliffe, D.E., Miller, W.P., et Newman, K.D. (1987) Soil Sci. Soc. Am. J. 51:1293
- Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam
- Chitour, C.E. (1979) Physico-Chimie des surfaces, volume 1, Les interfaces liquide- liquide, gaz-liquide, Edition OPU Algérie
- Civan, F. (1998) Incompressible Cake Filtration: Mechanism, Parameters, and Modeling," AIChE J., Vol. 44, No. 11, November pp. 2379- 2387
- Civan, F. (1999) Predictive Model for Filter Cake Build up and Filtrate Invasion with Non-Darcy Effects, SPE 52149 paper, Proceedings of the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28-31
- Civan, F. (2000) Reservoir formation damage, Fundamentals, modelling, assessment and mitigation. Gulf Publishing company, Houston Texas
- Civan, F. et Engler, W.T. (1994) Drilling mud filtrate invasion—improved model and solution. J. Pet. Sci. Eng. 11, 183–193, Juillet
- Civan, F. et Weers, J.J. (2001) Laboratory and theoretical evaluation of corrosion-inhibiting emulsions. SPE Production and Facilities, 260– 266 (November)
- Civan, F., Ludy, J. Alarcon, S. et Campbell. E. (2004) Laboratory confirmation of new emulsion stability model. Journal of Petroleum Science and Engineering 43 25– 34
- Clark, R. K., Scheuerman, R. F., Rath, H. et Van Laar, H. G. (1976) Polyacrylamide-Potassium-ChlorideMud for Drilling Water-Sensitive Shales, paper SPE 5514, Journal of Petroleum Technology, Juin, pp. 719–727
- Clark, D.E. et Saddok, B. (1993) Aluminium Chemistry Provides increased shale stability with Environmental acceptability. SPE 25321 paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Singapore, 8-10 Février
- Clause, D. Pezron, I. et Komunjer, L. (1999) Colloids Surf. 152, 23
- Cliffe, S., Dolan, B. et Reid, P.I. (1995) Mechanism of shale inhibition by polyols in water-based drilling fluids. Paper SPE 28960 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Février
- Coelho D., Thovert J.-F. et Adler. P.M. (1997) Phys. Rev. E 55 2, p. 1959

- Cohaut N. et Tchoubar D. (2006) Small Angle Techniques, in «Handbook of Clay Science» , Eds: Bergaya F., Theng B. K-G and Lagaly G., Elsevier publishers, Chapter 12-5, pp 879-908
- Collins, E. R. (1961) Flow of Fluids Through Porous Materials, Penn Well Publishing, Tulsa, OK
- Cook, C. et Cunningham, W. C. (1977) Filtrate control. A key in successful cementing practices, JPT, 951
- Coussot, P., Bertrand, F. et Herzhaft, B. (2004) Rheological Behavior of Drilling Muds, Characterization Using MRI Visualization. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59, No. 1, pp. 23-29
- Cranford, P.J., Gordon Jr. D.C., Lee, K. Armsworthy, S.L. et Tremblay, G.-H. (1999) Chronic toxicity and physical disturbance effects of water and oil-based drilling fluids and some constituents on adult sea Scallops (*Placopecten magellanicus*). Marine Environmental Research 48, 225-256
- Cross, M.M. (1965) Rheology of non-Newtonian fluids: a new flow equation for pseudoplastic systems. J. Colloid Sci. 20 (5), 417–437
- Cuiec, L.E. (1987) The effect of drilling fluids on rock surface properties. SPE Pap. 15707, presented at the fifth SPE Middle east oil Show, Manama, Bahre in, Mach 7-10
- Cuiec, L. (1989) Effect of drilling fluids on rock surface properties. SPE Form. Eval. 38–44 (Mars)
- Cullum, D.C. (1994) Introduction to surfactant analysis. Published by blackie academic and professional. First edition. P.8-11
- Custance SR, Sullivan MJ, McCaw PA et Kopf AC (1993) Environmental fate of the chemical mixtures: Crude oil, JP-5, mineral spirits, and diesel fuel. In: Kostecki PT, & Calabrese EJ, eds, Hydrocarbon contaminated soils and groundwater, Vol. 3. Boca Raton, FL, Lewis Publishers, pp 205-212

## D

- Dajnak, D., Clark, K.D., Lockwood, F.C. et Reed, G. (2003) The prediction of mercury retention in ash from pulverised combustion of coal and sewage sludge”, Fuel 82, 1901-1909
- Dalmazzone, C. (2000) Génération mécanique des émulsions. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 55, No. 3, pp. 281-305
- Dalmazzone, C. et Series, H. (1998) Utilisation de la DSC pour la caractérisation de la stabilité des émulsions eau dans le pétrole. Revue de l'IFP, Vol.53, N°4, Juillet-Aout p. 463-471
- Dalmazzone, C. et Clause, D. (2001) in: J. Sjöblom (Ed.), Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, Dekker, New York, 2001, ch. 4
- Dalmazzone, C., Audibert-Hayett, A., Quintero, L., Jones, T., Dewatinnes, C. et Jansen, M. (2006) Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in. SPE Prod. 66-73, Fev.
- Daoud, M. et Williams, C.E. (1999) Soft Matter Physics - Springer
- Darley, H.C.H. et Gray, G.R. (1988) Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 630p
- Davies, T. et Rideal, E.K. (1963) Interfacial Phenomena, 2e éd., Academic Press, New York
- Davis, N. (2002) The Many Facets of Gilsonite, Presented at 2002 AADE Annual Technology Conference and Exhibition in Houston, Texas, Avril 2-3
- Davis, N., et Tooman, C.E. (1998) New Laboratory Tests Evaluate the effectiveness of Gilsonite as a Borehole Stabilizer, IADC/SPE Paper 17203, Presented at 1988 IADC/SPE Drilling Conference in Dallas, Texas, Février 28 – Mars 2
- Del Gaudio, L., Pandolfini, P., Ravera, F., Krägel, J., Santini, E. , Makievski, A.V., Noskov, B.A., Liggieri, L., Miller, R. et Loglio, G. (2007) Dynamic interfacial properties of drops relevant to W/O-emulsion-forming systems. A refined measurement apparatus. To appear in: Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects. doi:10.1016/j.colsurfa.2007.09.011
- Deluhery, J. et Rajagopalan, N. (2005) A turbidimetric method for the rapid evaluation of MWF emulsion stability. Colloids and surfaces a: Physicochem. Eg. Aspects 256, p.145-149

- Demir, I. (1995) Formation Water Chemistry and Modeling of Fluid-Rock Interaction for Improved Oil Recovery in Aux Vases and Cypress Formations, Department of Natural Resources, Illinois State Geological Survey, Illinois Petroleum Series 148, 60 p.
- Dennis K. Clapper et James N., (1989) Analysing PHPA in mud filtrates, World Oil, Avril, Houston Texas
- Dhina, O. et Aroun, C. (2004) Environment preservation in oil and gas upstream activities in Algeria, difficulties and sustainable development challenge” 19th World Energy Congress, Sydney, Australia Septembre 5-9
- Ding, R., Qiu, Z. et Li, J. (1996) Soluble-silicate mud additives inhibit unstable clays. Oil and Gas J., 66– 68, Avril
- Ding, Y., Longeron, D.G. et Audibert, A. (2004) Modeling of near-wellbore damage and natural clean up of horizontal wells drilled with water-based drilling fluids, paper SPE 73733 Sept., 252-254
- Doane, R.D., Bennion, D.B. et Thomas, F. W. (1999) Special Core Analysis Designed to Associated with Vertical/Horizontal Drill. Petroleum Technology, Vol.38, No.5
- Dolz, M., Jiménez, J., Jesús Hernández, M. Delegido, J. et Casanovas, A. (2007) Flow and thixotropy of non-contaminating oil drilling fluids formulated with bentonite and sodium carboxymethyl cellulose. Journal of Petroleum Science and Engineering 57, 294–302
- Donaldson, E.C. et Chernoglazov, V. (1987) Characterization of drilling mud fluid invasion. J. Pet. Sci. Eng. 1, 3–13
- Downs S.L. et Gohel, M.K. (1974) J. Pet. Technol.. 26, 557
- Downs, J.D., van Oort, E., Redman, D., Ripley, D. et Rothmann, B. (1993) TAME—a new concept in water-based drilling fluids. Paper SPE 26699 presented at the Offshore Europe Conference, Aberdeen, September 7 –10
- Drilling Waste Management Information System website (2004) launched in 2004. The URL is <http://web.ead.anl.gov/dwm>
- Duantem, P. (2003) Evaluation of Asphaltic Coating Agents on Filtrate Invasion into Shale, M.S. Thesis, The University of Texas at Austin.
- Dullien, F.A.L. (1992) Porous Media—Fluid Transport and Pore Structure (2nd ed.), Academic Press, San Diego
- Dupont, R. (1968) Influence de la boue dans le forage des formations argileuses bouillantes. Les fluides de forage, Edition Technip, France
- Durant, C., Forsans, T., Ruffet, C. Onaisi, A. et Audibert, A. (1995a) Influence of clays on borehole stability: Part one (Occurrence of drilling problems physico-chemical description of clays and of their interaction with fluids). Revue de l'IFP, Vol. 50, N°2, Mars-Avril
- Durrieu, J., Benaissa, S. et Clark, D. (2002) Invert Emulsion Fluid System with Enhanced Rate of Biodegradation. AADE-02-DFWM-HO-17. This paper was prepared for presentation at the AADE 2002 Technology Conference “Drilling and Completion Fluids and Waste Management”, Radisson Astrodome. Houston, Texas, Avril 2 – 3 Houston, Texas

## **E et F**

- Economides, M. J. et al. (1988) Petroleum well construction, édition John Wiley and sons. pp. 199 – 204
- Einstein, A. (1906) A new method for the determination of molecules, Ann. Phys. 19 289,
- Einstein, A. (1911) Ann. Phys. 24 591
- Elimelech, M., et Ryan, J.N. (1996) In : Huang PM, Bollag J-M, Senesi Nicola, editors. Interactions between soil particles and microorganisms: impact on the terrestrial ecosystem. New York, John Wiley and Sons, 2002. 107 : 223
- Ellingsen, G. et Fery-Forgues, S. (1998) Application de la spectroscopie de fluorescence à l'étude du pétrole : le défi de la complexité. Revue de l'institut français du pétrole, vol. 53, n° 2, Mars-Avril
- Ellis, S.C., Lanham, A.F. et Pankhurst, K.G.A. (1967) A rotational viscometer for surface films. J. Sci. Instr. 32, 70–73



- Engler, W.T., Osisanya, S., Tiab, D. (1995) Measuring skin while drilling. SPE 29526, Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, Avril 2–4
- Ershagi, I. et Azari, M. (1980) Modelling of filter cake build-up under dynamic state conditions, SPE Paper 8902 presented at 50<sup>th</sup> Annual Meeting, California
- Evanko, C.R. et al. (1997) Colloids Surfaces A : Physicochem. Eng. Aspects, 125 95-107
- Ewy, R. T. et Stankovich, R. J. (2000) Pore pressure change due to shale-fluid interactions: Measurements under simulated wellbore conditions, Proceedings Pacific Rocks 2000, Fourth North American Rock Mechanics Symposium, Seattle. Juillet 31-Aout 3, pp. 147-154, Balkema, Rotterdam
- ExternE (1995). ExternE: Externalities of Energy. ISBN 92-827-5210-0. Vol.1: Summary (EUR 16520); Vol.2: Methodology (EUR 16521); Vol.3: Coal and Lignite (EUR 16522); Vol.4: Oil and Gas (EUR 16523); Vol.5: Nuclear (EUR 16524); Vol.6: Wind and Hydro Fuel Cycles (EUR 16525). Published by European Commission, Directorate-General XII, Science Research and Development. Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg
- ExternE (1998). ExternE: Externalities of Energy. Vol.7: Methodology 1998 Update (EUR 19083); Vol.8: Global Warming (EUR 18836); Vol.9: Fuel Cycles for Emerging and End-Use Technologies, Transport and Waste (EUR 18887); Vol.10: National Implementation (EUR 18528). Published by European Commission, Directorate-General XII, Science Research and Development. Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg. Results are also available at <http://ExternE.jrc.es/publica.html>. For a summary in French, see Rabl A & J V Spadaro. 1997. "Les coûts environnementaux de l'énergie". Rapport ADEME, action EP3, et Commission Européenne DG12, contrat JOS3-CT95-0010. ARMINES/Ecole des Mines de Paris, Paris
- Eyring, K. (1936) Viscosity, plasticity and diffusion as examples of absolute reactions. J. Chem. Phys. 4, 283–291
- Farrow, F.D. et Lowe, G.M. (1923) The flow of starch paste through capillary tubes. J. Textile Inst. 14, 414–440
- Ferguson, C.K. et Klotz, J.A. (1954) Filtration from mud during drilling. Trans. AIME, 201: 29-42
- Fisher, K. A . Wakeman, R. J. Chiu T. W. et Meuric O. F. J. (2000) Numerical modelling of cake formation and fluid loss from non-newtonian muds during drilling using ccentric/concentric drill strings with/without rotation” Trans I ChemE, Vol 78, Part A, Juillet
- Florence, A.T., Law T.K., et Whateley, T.L. (1985) Nonaqueous foam structures from osmotically swollen w/o/w emulsion droplets, J. Colloid Interf. Sci. 107 (2), 584-588
- Forage Rotary (1972) La boue de Forage, Edition Technip, France
- Fordham, E. J., Ladva, H. K. J., Hall, C. et Baret, J.-F. (1988) Dynamic filtration of bentonite muds under different low conditions, SPE Paper 18038 presented at 63rd Annual SPE Conf, Houston, Texas
- Forest, E.L. (1962) Oil-field emulsions. How to make and beak them. Oil and gas international. Septembre
- Fox, C. (1974) In K.J. Lissnat ed., Emufsious and Emulsion Technology. part II, Marcel Dekker, New York, p. 685
- Francis, P.A. , Eigner, M.R.O., Patey, I.T.M. et Spark, I.S.C. (1995) Visualisation of drilling-induced formation damage mechanisms using reservoir conditions core flood testing. SPE 30088, European formation damage conference, The hague, the Netherlands, 15-16 Maï
- Fraser L. J. (1987) New Method Accurately Analyzes PHPA's in Muds, Oil and Gas Journal 85, no. 27, 39-42, Juillet
- Freeman, D.J. et Cattell, F.C.R. (1990) Woodburning as a source of atmospheric polycyclic aromatic hydrocarbons. Environ. Sci. Technol. 24, 1581±1585
- Freeze, R.A. et Cherry, J.A. (1979) groundwater. prentice hall, englewood cliffs, n.j. in lefebvre, r. (2003) ecoulement multi-phase en milieux poreux
- Frenkel, H., Goertzen, J.O. et Rhoades, JD. (1978) Soil Sci Soc Am J. 42:32
- Friberg S.E. et Jones S. (1994) Emulsions, dans Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, 4e éd., J. Wiley and Sons, New York, pp. 393-412

- Frick, T.P., Economides, M.J. (1993) Horizontal well damage characterization and removal. SPE Prod. Facil. 15– 22 Février
- Friedheim, J.E. et Conn, H.L. (1996) Second generation synthetic fluids in the North Sea : are they better? Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, SPE 35061
- Fritz, S.J., et Marine, I.W. (1983) Experimental Support for a Predictive Osmotic Model of Clay Membranes, Geochim. Cosmochim., Acta 47, 1515-1522
- Fujikawa, K., Fort, F.L., Samejima, K. et Sakamoto, Y. (1993) Genotoxic potency in *Drosophila melanogaster* of selected aromatic amines and polycyclic aromatic hydrocarbons as assayed in the DNA repair test. Mutat. Res. 290, 175±182

## G

- Gallego, JLR., Loredó, J., Llamas, JF., Vazquez, F. et Sanchez, J. (2001) Bioremediation of diesel-contaminated soils: evaluation of potential in situ techniques by study of bacterial degradation. Biodegradation 12: 325–335
- Garcia, C. et Parigot, P. (1968) Boues de Forage, Institut Français du Pétrole (I.F.P), Société des éditions Technip, France
- Gavignet, A.A. et Wick, C.J. (1987) Computer processing improves hydraulic optimization with new methods. SPE 14774, SPE Drilling Eng., Dec., 309–315
- Geerdink, M. J. van Loosdrecht M. C. M. et Luyben K. Ch. A. M. (1996) Biodegradability of diesel oil. Revue Biodegradation. Volume 7, Number 1, février
- Gelot, A., Friesen, W. et Hamza, H.A. (1984) Colloids Surf. 12 271
- Getliff, J.M., Bradbury, A.J., Sawdon, C.A., Candler, J.E, et Loklingholm, G. (2000) Can advances in drilling fluid design further reduce the environmental effects of water and organic-phase drilling fluids?, paper SPE 61040 presented at the Fifth SPE International Conference on Health, Safety and Environment, Stavanger, Norway, 26-28 Juin
- Ghannam, M.T. (1999) Interfacial Properties of Polyacrylamide Solutions Journal of Applied Polymer Science, Vol. 74, 219–227
- Ghazi, M., Quaranta, G., Duplay, J. et Khodja, M. (2008) Life-Cycle Assessment (LCA) of drilling mud in arid area. Evaluation of specific fate factors of toxic emissions to groundwater. First results”. SPE-111646. This paper was prepared for presentation at the 2008 SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Nice, France, 15–17 April
- Gibson D.T. et Subraman V. (1984) Microbial degradation of aromatic hydrocarbons. In Gibson DT (ed) Microbial degradation of organic compounds. Marcel Dekker, New York, Basel, 181-252
- Glass, J.E. (1989) Adv. Chem. Ser., 223
- Goggin, P. (1995) An appraisal of ecolabelling from a design perspective, Design Studies, Vol 15, N°4, [www.mcaloone.com/environment/eco2.htm](http://www.mcaloone.com/environment/eco2.htm)
- Gou, S.Q., Da, J.W., Zhang, Y.G. Han, P. et Zhang, J.G. (2005) A method and apparatus for demulsifying an oil-water emulsion via ultrasonic effect, Chinese (world) Patent WO 2005030360
- Goulden, J.D. (1958) Trans. Faraday Soc. 54, 941–945
- Granapragasam, N., Lewis, B.A., et Finno, F.J. (1995) Microstructural change in sand-bentonite soils when exposed to aniline. Journal of Geotechnical Engineering, ASCE, 121: 119-125
- Grattoni, C.A., Luckham, P.F., Jing, X.D., Norman, L., et Zimmerman, R.W. (2004) Polymers as relative permeability modifiers: adsorption and the dynamic formation of thick polyacrylamide layers. Journal of Petroleum Science and Engineering 45 233– 245
- Graves, W.G. et Collins, R.E. (1978) A new rheological model for non-Newtonian fluids. SPE 7654. In: Haut, R.C., Collins, R.E., Graves, W.G. Eds., Application of a Computer Simulator to Primary Cementing. SPE 7588. Proc. 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Houston, TX, 1–3 Octobre
- Gray, G.R. (1974) New muds designed to improve drilling rate, hole stability. World oil, Mai

- Gray, G.R., Darley, H.C.H. et Rogers, W.F. (1980) Composition and properties of oil well drilling fluids, Chap.3, 6, 9. Gulf Publ. 4<sup>th</sup> Ed.
- Greathouse, J.A., Refson, K. et Sposito, G. (2000) Molecular dynamics simulation of water mobility in magnesium-smectite hydrates. *J.Am.Chem.Soc.* 122 (46), 11459-11464
- Gregor, H. P., Luttinger, L. B. et Loebel, E. M. (1955) *J. Phys. Chem.*, 69, 34
- Grieve, A. (1988) Toxicity of drilling mud. *Journal of Occupational Health* 40(12):736–739
- Griffin W.C. (1949) Classification of surface-active agents by “ HLB” *J. Soc. Cosmet. Chem.* 1, 311-327
- Griffin W.C. (1954) Calculation of HLB values of nonionic surfactants, *J. Soc. Cosmet. Chem.* 5, 249-256
- Griffin W.C. (1979) in Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, 3rd ed., M. Grayson, ed. J. Wiley and Sons, New York, vol. 8, pp. 900-930
- Grim, RE. (1968) *Clay Mineralogy*. New York, McGraw-Hill
- Grolimund, D., Barmettler, K., et Borkovec, M. (2001) *Water Resour Res* 37:571
- Growcock, F.B., Curtis, G.W. Hoxha, B. Brooks, W.S. et Candler, J.E. (2002) Designing Invert Drilling Fluids to Yield Environmentally Friendly Drilled Cuttings, IADC/SPE 74474, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, February 26-28
- Gruber, N.G. et Adair, K.L. (1995) New laboratory procedures for evaluation of drilling induced formation damage and horizontal well performance. *J. Can. Pet. Technol.* 34, 27-32, Mai
- Guerin, W.F. et Jones, G.E. (1988) Two stage mineralization of phenanthrene by estuarine enrichment cultures. *Appl. Environ. Microbiol.* 54, 929±936
- Guillota, X., Al-Mukhtara, M., Bergaya, F. et Fleureau, J.M. (2002) Estimation de la porosité dans un matériau argileux. *C. R. Geoscience* 334 105–109
- Guizhong, C., Chenevert, M.E., Sharma, M. M. et Mengjiao, Y. (2003) A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 38 167– 176
- Gulbis, J. (1982) Dynamic fluid-loss study of fracturing fluids, CIM Paper 82-33-18 presented at 33rd Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary
- Gungor, N. (2004) Effect of the adsorption of surfactants on the rheology of Na-Bentonite slurries. *J. Appl. Polym. Sci.* 75, 107-110
- Gungor, N. et Karaolan, S. (2001) Interactions of polyacrylamide polymer with bentonite in aqueous systems. *Materials Letters* Volume 48, Issues 3-4, April Pages 168-175
- Gupta, A. et Santos, H. (2002) A novel procedure for screening drilling fluid compatibility. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41: 5, 39-43
- Gurkan Iscan A., Civan, F. et V. Kok, M. (2007) Alteration of permeability by drilling fluid invasion and flow reversal. *Journal of Petroleum Science and Engineering* doi:10.1016/j.petro.2007.01.002

## H

- Hale, A.H., Blytas, G.C., et Dewan, A.K.R. (1989) U.K. Patent application N°. 2, 216, 574
- Hale, A.H. et Mody, F.K. (1992) Experimental investigation of the influence of chemical potential on wellbore stability. IADC/SPE 23885
- Hale, A.H. et Mody, F.K. (1993) Mechanism for wellbore stabilization with lime-based muds. Paper SPE/IADC 25706 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Février 23– 25
- Hale, A.H. et Mody, F. K. (1996) Experimental Investigation of the Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability, IADC/SPE Paper 23885, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference in New Orleans, Louisiana, February 18-21
- Hall, C. D. et Dollarhide, F. E. (1964) Effects of fracturing fluid velocity on fluid-loss agent performance, *JPT*, 555
- Hamadou, R et Mekkeri, A. (2007) Etude de l'endommagement par les fluides de forage émulsionnés sur HMD. Rapport interne Sontrach/CRD Boumerdès, Algérie

- Han, P.F., G.M. Qi, et Xu, N. (2002) Study on crude oil emulsion breaking via ultrasound, Nanjing Gongye Daxue Xuebao, Ziran Kexueban 24 (6), 30-34
- Han, P.F., Xu, N. Lu, X.P. et Wang, Y.R. (2003) Applying ultrasound to demulsification of dirty oil for water removal, Nanjing Gongye Daxue Xuebao, Ziran Kexueban 25(5), 73-75
- Hanai, T., Kolzumi, N., Sugano, T. et Gotch, A. (1960) Kolfod-Z, 17 1 , 20
- Hannachi, M. (1972) Air Drilling. Eight Arab Petroleum Congres. Alger
- Hardy. H.H. (1990) Transp. Por. Media 5, pp. 27–47
- Harrison, I. (1962) Am. Perfum. 77, 73-76
- Haus, F., German, J. et Junter, G.A. (2000) Viscosity properties of mineral paraffinic base oils as a key factor in their primary biodegradability. Biodegradation 11, 365–369
- Haus, F., German, J., Junter, G.A. (2001) Primary biodegradability of mineral base oils in relation to their chemical and physical characteristics. Chemosphere 45, 983–990
- Haus, F., Boissel, O. et Junter, G.A. (2003) Multiple regression modelling of mineral base oil biodegradability based on their physical properties and overall chemical composition. Chemosphere 50 939–948
- Hawkins, M.F. (1956) A note on the skin effect. Trans. AIME 207, 356– 357
- Hayes, C.W. et Kennedy, W. (1903) Oil fields of the texas- Louisiana gulf coastal plain, U.S. Geol. Survey Bull, 212, p.167
- Hellali, M. et Boublal, B. (2004) Estimation de l'endommagement dans les puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud. 6èmes journées scientifiques et techniques de Sonatrach, 20-22 juin, Alger, Algérie
- Hemphill, T., Campos, W. et Pilehvari, A. (1993) Yield-power law model more accurately predicts mud rheology. Oil Gas J. 23, 45–50
- Henderson, J. M. et Wheatley, A. D. (1987) Factors Effecting a Loss of Flocculation Activity of Polyacrylamide Solutions: Shear Degradation, Cation Complexation, and Solution Aging. Journal of Applied Polymer Science, Vol. 33, 669-684
- Herzhaft, B. (2001) Les fluides de forage : un exemple de fluides complexes industriels, 36<sup>ème</sup> colloque annuel du Groupe Français de Rhéologie (GFR 2001), Marne-la-Vallée France, 10-12 Octobre
- Hiemenz, PC., et Rajagopalan, R. (1997) Principles of colloids and surface chemistry 3rd ed. New York, Marcel Dekker
- Himel, C.M., et Lee, E.G. (1951) Drilling fluids and methods of using same. U.S. Patent N°2,570,947
- Himes, R.E., Vinson, E.F., et Simon, D.E. (1991) Clay stabilisation in low-permeability formations. SPE 252, Aout
- Hiroshi, I. (2006) Compaction properties of granular bentonites , Applied clay science in press
- Hochella, M.F. (2002) Nanoscience and technology: the next revolution in the earth sciences, earth and planetary sci. Letters 203, 593-605
- Hook, F. E. et Ernst, E. A. (1969) The effect of low water-loss additives, squeeze pressure and formation permeability on the dehydration rate of a squeeze cementing slurry, SPE Paper 2455 presented at Rocky Mountain Regional Meeting , Denver
- Hung, C.C. et Tien. C. (1976) Desalination 18, p. 173
- Hunter, R.J. (2001) Foundations of colloid science 2nd ed. Oxford, Oxford University Press
- Horner, V., White, M. M. et Deily, F. H. (1957) Microbit filtration studies, Trans AIME, 210: 183
- Horsud, P., Bostrom, B., Sonstebo, E. F. et Holt, R. M. (1998) Interaction Between Shale and Water-Based Drilling Fluids: Laboratory Exposure Tests Give New Insight Into Mechanisms and Field Consequences of KCl Contents, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, LA, Septembre
- Howard, S.K. (1995) Formate brines for drilling and completion: state-of-the-art. Paper SPE 30498 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition , Dallas, 22–25 Octobre
- Huddleston R.L., Clarke, B.H., Boyd, P.A. et Gawel, L. (1984) Land treatment of produced oily sand, in ASME Industrial pollution control symposium. G.P.O.Peterson and J.K.H. Chou , Eds. The American Society of Mechanical Engineers
- Hudson, C. et Nicholson, S. (1999) Integrated fluids approach cuts waste, costs in Texas Wildlife refuge, Petroleum Eng. International, pp 37-41, Mars

- Hunter, R. J. (1989) Foundations of Colloid Science. Oxford Univ. Press, New York
- Hurdle, J.M. (1957) Gypsum Muds now practical for Louisiana coastal drilling, oil and gas journal, Oct. 28, 93

### I et J

- IDF (1988) Product data manual
- Ilavsky J., Irena1 (2003) SAS Modeling Macros
- Iler, R.K. (1979) The Chemistry of Silica". New York. John Wiley and Sons
- Imdakm A.O. et Sahimi. M. (1991) Chem. Eng. Sci. 46 8, pp. 1977–1993
- INAPI (1987) NE.3.01.011/87 - Commission de Normalisation Détergents, Cosmétiques, Produits d'entretien : « Agents de surface-détergents – Détermination de la teneur en matière active ionique : méthode de titrage direct dans deux phases » Alger, Algeria
- ISO 9408 (1991) Méthode de mesure de la biodégradabilité
- ISO 14040 (1997) ISO Management environnemental - Analyse de cycle de vie : principe et cadre, norme française AFNOR en ISO 14040, 11 p.
- ISO 14041 (1998) ISO Management environnemental -Analyse de cycle de vie : définition de l'objectif et du champ d'étude et analyse de l'inventaire, norme française AFNOR en ISO 14041, 22 p.
- ISO 14 042 (2000a) International Standard, Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Evaluation d'impact du cycle de vie. International Organisation for standardisation, Genève, Suisse
- ISO 14 043 (2000b) International Standard. Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Interprétation. International Organisation for standardisation (ISO), Genève, Suisse.
- Israelachvili, J.N. (1992) Intermolecular and surface forces, 2a ed., Academic Press Ltd
- Jada, A., Debih, H et Khodja, M. (2006) Montmorillonite surface properties modifications by asphaltenes adsorption. Journal of Petroleum Science and Engineering , Volume 52, Issues 1-4, Page 305-316 (Jun)
- Jancovici, J.M. (2007) Comment se forment pétrole, gaz et charbon ? (06/09/2007) Mai 2003 [http://www.manicore.com/documentation/formation\\_petrole.html](http://www.manicore.com/documentation/formation_petrole.html)
- Jansson, M. (1992) Organic ions as demulsifiers. Emulsions. A Fundamental and practical approach, Kluwer academic publishers. Netherlands, p.259-268
- Jasim, A. et Ramaswamy, H. S. (2004) Effect of high-hydrostatic pressure and concentration on rheological characteristics of xanthan gum , Food Hydrocolloids 18, 367–373
- Jenkins, R.D., Durali, M. Silebi C.A. et El-Asser, M.S J. (1992) Colloid Interface Sci., 154 (2) 502-521
- Jiao, D., et Sharma, M. M. (1994) Mechanism of Cake Buildup in Crossflow Filtration of Colloidal Suspensions, *J. Colloid and Interface Sci.*, Vol. 162, 1994, pp. 454-462
- Jones, M. G., Hartog, J. J. et Sykes, R.M. (1996) Environmental Performance Indicators - the Line and Management Tool. SPE 35953. This paper was prepared for presentation at the International Conference on Health, Safety and Environment held on New Orleans, Louisiana, 9.12 Juin
- J.O. République Algérienne (1993) décret exécutif n° 93-160, 10/07
- Jozja, N. (2003) Etude de matériaux argileux Albanais. Caractérisation "multi-échelle" d'une bentonite magnésienne. Impact de l'interaction avec le nitrate de plomb sur la perméabilité." Thèse de doctorat de l'Université d'Orléans
- Ju, B., Dai, S., Luan, Z., Zhu, T., Su, X. et Qiu, X. (2002) A study of wettability and Permeability change caused by adsorption of nanometer structured polysilicon on the surface of porous media. SPE 77938, 915–926

### K

- Kadi, K., Kichou, Y. et Doumaz, N. (2004) Pertes de boue lors du forage des drains horizontaux sur le champ de Hassi Messaoud. Causes, conséquences et recommandations. 6èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach, 20 au 22 juin 2004, Alger, Algérie

- Kaplan DI, Sumner ME, Bertsch PM et Adriano DC. (1996) Soil Sci Soc Am J.; 60 : 269
- Karlisen, D.A. et Larter, S.R. (1991) Analysis of petroleum fractions by TLC-FID: applications to petroleum reservoir description. Organic Geochemistry, 17, 603-617
- Kayacier, A. et Dogan, M. (2006) Rheological properties of some gums-salep mixed solutions, Journal of Food Engineering 72, 261-265
- Keelan, D.K., et Koepf, E.H. (1977) The Role in Evaluation of Formation Damage of Cores and Core Analysis, May, pp.482-490
- Kelly, J. (1968) Drilling problem shales 1: Classification simplifies mud selection. Oil and gas J. (3 Juin), vol. 66, N23 pp.67-70
- Keren, R., Shainberg, I. et Klein, E. (1988) Soil Sci. Soc. Am. J. 52, 76
- Keren, R., et Sparks, D.L. (1995) The role of edge surfaces in flocculation of 2:1 clay minerals. Soil Sci. Soc. Am. J. 59, 430-435
- Khiilar, K.C. (1981) The water sensitivity of Berea sandstone. Ph.D. thesis, Univ. Michigan
- Khilar, K.C. et Fogler, H.S. (1983) Water Sensitivity of Sandstones, SPE, Février, 23 (1) pp.55-64
- Khiilar, K.C. et Fogler, H.S. (1984) The existence of a critical salt concentration for particle release. J. Colloid Interface Sot., 101(I), Sept. : 214-224
- Khilar, K.C., et Fogler, H.S. (1987) Rev Chem Eng, 4 (1 and 2): 41
- Khilar, K.C. et Fogler, H.S. (1998) Migration of fines in porous media. Dor-drecht' Kluwer Academic Publishers, Chapter 1, 3, 9
- Khodja, M. (1997) Evaluation des performances des émulsifiants utilisés dans les fluides de forage, Rapport interne Sonatrach/CRD Boumerès, Algérie
- Khodja, M. (2003) Analyse des résultats des essais de la boue aux silicates réalisées pour le forage de la phase 12<sup>1/4</sup> à HMD. Rapport interne N°25, Sonatrach/Division CRD, Boumerès, Algérie
- Khodja, M., Canselier, J.P., Khodja-Saber, M., Warr, L. et Duplay, J. (2005a) Enhancing filtration and inhibitive properties of Drilling Fluids, 4th European Meeting FORMULA IV Londres, U.K, 04 - 07 juillet
- Khodja, M., Canselier, J.P., Galal, M., Khodja-Saber, M. et Kartout, M. (2005b) Filtration Properties of Drilling fluids and Shale Instability. 19th Conference of the European Colloid and Interface Society (19ECIS), Geilo (Norvège), September 18-23
- Khodja M., Saber M., Sebti A., Canselier J.P., Ahmed Zaïd T., Khodja-Saber M. et Kartout, M. (2005c) Drilling Muds: Surfactant performances in reverse emulsions, Journ. Com. Esp. Deterg., 35, 221-235
- Khodja, M., Hafid S. et Canselier, J. P. (2005d) A Diagnostic of the Treatment and Disposal of Oil Well Drilling Waste, WasteEng 05, Albi, Proceedings on CD-Rom, May
- Khodja, M., Kartout, M., Hamadou, R., Mekkeri, A. et Demri, H. (2005e) Etude comparative de l'endommagement de la roche réservoir par les fluides émulsionnés sur HMD. Rapport interne Sonatrach/CRD, Boumerès - Algérie
- Khodja, M., Canselier, J.P., Khodja-Saber, M., Bergaya, F. et Cohaut, N. (2006a) Clays in Oil-Well Drilling: Solving Large Problems on a Small Scale. Meeting of the Clay Mineral Society-Groupe Français des argyles, Ile d'Oléron, Jun 3-7
- Khodja, M., Canselier, J.P. Bergaya, F. Fourar, K. Khodja-Saber, M. et Benmounah, A. (2006b) Effect of water/polymer/electrolyte/clay systems on the rheological and filtration characteristics of oil-well drilling fluids. Fourth Mediterranean Clay Meeting. Ankara, September 5-10 2006
- Khodja, M., Canselier, J. P. Warr, L. Bergaya, F. et Khodja-Saber, M. (2006c) Les argiles dans le forage pétrolier : Solution à petite échelle pour de grands problèmes. 7<sup>ème</sup> Journées Scientifiques et Techniques (JST7) de Sonatrach, 28- 29 Novembre, Oran, Algérie
- Khodja, M., Canselier, J.P., Bergaya, F., Begbeg, A. et Khodja-Saber, M. (2006d) Etude des propriétés de fluides de forage émulsionnés et endommagement du réservoir. 4<sup>e</sup> Congrès Mondial de l'Emulsion, Lyon, 3-6 Octobre. Actes sur site Web
- Khodja, M. Canselier, J.P. Akkal, R., Prat, M. et Demri, H. (2007a) Analyse et modélisation du colmatage de la roche réservoir au cours de forages pétroliers, 32èmes Journées du GFHN, Nantes, 21 et 22 Novembre Bulletin du GFHN, (à paraître, 2008)

- Khodja, M., Canselier, J.P., Dali, C., Hafid, S. et Ouahab, R. (2007b) A comparaison of the various treatments of oil well drilling waste in Algerian fields. GPE, Avril Toulouse
- Khodja, M., Hammouche, A., Cheniouni, S et Tibaoui, F. (2007c) Prédire la Biodégradabilité, Un outil d'évaluation des risques dans l'activité pétrolière. 6ème séminaire de géologie pétrolière, 15-16 Avril, Alger
- Khodja, M., Canselier, J.P., Bergaya, F. et Khodja-Saber, M. (2008) Une nouvelle méthode pour l'évaluation de l'inhibition de la dispersion des argiles par les fluides de forage. Journal de Formulation Française (publication in 2008)
- Khodja-Saber, M. (1999) Rapport d'analyse des résultats de l'étude du caractère d'inhibition des argiles de la phase 12<sup>1/4</sup> de HMD par le système au Glycol de la société Inteq, Sonatrach/CRD, Boumerdès, Algérie
- Kljucec, N.M. et Yurkowski, K.J. (1973) Special Mud system provides fast, in gage surface hole. World oil, Aout
- Kotlyar, L.S. Sparks, B.D. Woods, J.R. Raymond, S. Le Page, Y. et Shelfantook, W. (1998) Pet. Sci. Technol. 16, 1–21
- Kotlyar, L.S. Sparks, B.D. Woods, J.R. et Chung, K.H. (1999) Energy Fuels 13 346
- Kratky, O. et Porod, G. (1949) Journal of colloid Science. 4, 35
- Kraus, Richard S. (1991) La prospection et l'extraction pétrolières. Encyclopédie de sécurité et de santé au travail. 17<sup>ème</sup> édition
- Kretzschmar R, Borkove M, Grolimund D. et Elimelech M. (1999) Adv Agron ; 66:121.
- Kreuger, R. F. et Vogel, L. C. (1954) Damage to sandstone cores by particles from drilling fluids, Drill and Prod Prac, API: 158
- Krieger I.M. et Dougherty T.J. (1959) Trans. Soc. Rheol., 3, 137-152
- Kruegar, R. F. (1963) Evaluation of drilling fluid filter-loss additives under dynamic conditions, Trans AIME, 228: 90
- Kumar, S. (1996) Chem. Eng. Sci. 51 831
- Kumar, S., Mahto, V. et Sharma, M. (2003) Behaviour of organic polymers on the rheological properties of Indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage, Indian Journal of Chemical technology, Vol. 10, Septembre, pp.525-530

## L

- Labille, J., Thomas, F., Milas, M. et Vanhaverbeke, C. (2005) flocculation of colloidal clay by bacterial polysaccharides : effect of macromolecule charge and structure. Journal of colloid and interface science, 284, 149-156
- Lafuma, F., Wang, T.K., Durand, G. et Audebert, R. (1988) Colloids surf. 31, 255
- Lagaly, G. (1989) Appl. Clay Sci. 4, 105
- Lagaly, G., Reese, M., et Abend, S. (1999) Smectites as colloidal stabilizers of emulsions, I. Preparation and properties of emulsions with smectites and nonionic surfactants. Applied Clay Science 14, 83–103
- Landriot, G. (1968) Fluide de forage, édition Technip, France
- Lashmar, U.T., Richardson, J.O. et Erbord, A. (1995) Correlation of physical parameters of an oil in water emulsion with manufacturing procedures and stability. International procedures and stability. International journal of pharmaceuticals, 125, p. 315-325
- Lauzon, R.V. et Reid, K.I.G. (1979) New rheological model offers field alternative. The Oil and Gas Journal 5, pp. 51–57
- Lawhorn, C. P., Evans, W. M. et Simpson, J. P. (1967) Laboratory drilling rate and filtration studies of clay and polymer drilling fluids, JPT, 688
- Leahy, J.G. et Colwell, R.R. (1990) Microbial degradation of hydrocarbons in the environment. Microbiol. Rev. 54, 305–315
- Lebcir, T. et Mas, D. (1998) Le champ de Hassi Messaoud. Caractérisation du réservoir, méthode et applications. 3<sup>ème</sup> Journées Scientifiques de Sonatrach, Alger

- Le Pluart, L. (2002) Nanocomposites Epoxyde/amine/montmorillonite : Rôle des interactions sur la formation, la morphologie aux différents niveaux d'échelle et les propriétés mécaniques des réseaux, Thèse de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon
- Leckner, B., Amand, L.E., Kucke, K. et Werther, J. (2004) Gaseous emissions from co-combustion of sewage sludge and coal/wood in a fluidized bed", Fuel 83, 477-486
- Lecourtier, J. et Degouy, D. (1994) Rev Instit Francais Pétrole, 49, 177
- Lee, K., Treamblay, G.H. et Levy, E.M. (1993) Bioremediation Application of slow release fertilizers on low energy shorelines, proceeding of the 1993 Oil Spills Conference, American Petroleum Institute, Washington DC pp 449-453
- Lee, L.T. et Somasundaran, P. (1989) Langmuir 5, 854
- Lefebvre, G. (1978) Chimie des hydrocarbures, Société des éditions technip. Publication I.F.P.
- Leung, P.K. et Steig, R.P. (1992) Dielectric constant measurement: A new, rapid method to characterize shale at the wellsite. IADC/SPE Drilling conference, 18-21 Février, New orléans, Louisiana, USA
- Leuterman, A.J.J., Jones, F.V. et Candler, J.E. (1988) Drilling Fluids and Reserve Pits Toxicity, JPT, Nov. 1441-44
- Lewandowska, J., Auriault, J.L, Empereur, S. et Royer, P. (2002) Solute diffusion in fractured porous media with memory effects due to adsorption, C.R. Mécanique 330 879-884
- Li C.H., Wang Q.M. Tang J.P. et Cheng G.Y. (2006) Ultrasonic demulsifying device for oil-water separation, Chinese Patent CN 1745869
- Li Y. (1996) Filtration statique et dynamique de différents systèmes argile, électrolytes, polymères. Thèse de l'université d'Orléans
- Li Y-H., Crane, S.D., Scott, E.M., Braden, J.C. et McLelland, W.G. (1997) Waterflood Geochemical Modeling and a Prudhoe Bay Zone 4 Case Study, SPE Journal, Vol.2, March, pp.58-69
- Liao, W.A. et Siems, D.R. (1990) Adsorption characteristics of PHPA on formation solids. IADC/SPE 19945, présentée at drilling conference, Houston, texas, Février 27-Mars 2
- Liggieri, L., Attolini, V., Ferrari, M. et Ravera, F. (2002) J. Colloid Interface Sci., 255, 225
- Likos, W.J., Loehr, J. E. et Akunuri, K. (2004) Engineering Evaluation of Polymer-Based Drilling Fluids for Applications in Missouri Shale" University of Missouri-Columbia. Juillet
- Lin, T.J. (1978) Low surfactant emulsification, J. Soc. Cosmet. Chem., 28 273-295
- Lin, T.J., Kurihara, H. et Ohta, H. (1977) Prediction of optimum o/w emulsification via solubilisation measurements, J.Soc.Cosmet. Chem., 28 457-479
- Linak, W.P. et Wendt, J.O.L. (1993) Toxic metal emissions from incineration: mechanisms and control, Prog. Energy combustion sci. 19, 145-185
- Lindner P. et Zemb Th., (1991) Eds. Neutron, X-ray and Light Scattering, Elsevier publishers, Amsterdam
- Lissant, K.J. (1983) In : Demulsification-industrial applications. Surfactants science series, 13 Marcel Dekker, New York, 121
- Loeber, L. (1992) Etude de la structure des cakesz d'argile formés sur les parois des puits au cours du forage. Thèse Doctorat de l'Université d'Orléans
- Loeber, L., Durand, C., Lecourtier J. et Rosenberg, G.E. (1996) Relationship between composition, structure and permeability of drilling filter cakes. Rev IFP, vol 51. N°6. P.777-788. Nov-Dec
- Loglio, G., Pandolfini, P., Miller, R., Makievski, A.V., Ravera, F., Ferrari M. et Liggieri, L. (2001) Drop and Bubble Shape Analysis as Tool for Dilational Rheology Studies of Interfacial Layers, in Novel Methods to Study Interfacial Layers, Studies in Interface Science, Vol. 11, D. Möbius and R. Miller (Eds.), Elsevier, Amsterdam, pages 439-485
- Loglio, G., Tesei, U. et Cini, R. (1984) J. Colloid Interface Sci. 100, 393
- Loglio, G., Tesei, U. et Cini, R. (1988) Rev. Sci. Instrum. 59, 2045
- Lomba, R. F., Chenevert, M. E. et Sharma, M. M. (2000) The ion-selective membrane behavior of native shales", Journal of Petroleum Science and Engineering, pp. 9-23
- Longeron, D., Argillier, J-F. et Audibert, A. (1995) An integrated experimental approach for evaluating formation damage due to drilling and completion fluids. SPE 30089, European formation damage conference, The Hague, the Netherlands, 15-16 Mai



- Longwell, H.J., Grieve, D.V. et Raque, A.K. (1993) Economic and environmentally beneficial reuse of drilling waste. SPE paper N°25929 presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, 7-10 Mars
- Low, F.P. et Anderson, D.M. (1958) Osmotic pressure equation for determining thermodynamic properties of soil water. *Soil sci.* 86, 251-258
- Lu, X.P., Peng, F., Ye, G.X., Han, P.F., Dong, W.W. et Song. Z. (2006) Process for dehydrating slops from oil refinery or oil field by ultrasonic treatment device, Chinese Patent CN1740261
- Luckham, P. F. et Rossi, S. (1999) The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. *Advances in Colloid and Interface Science.* 82, 43-92
- Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. *Journal of petroleum technology*, Novembre
- Lummus, J. L. et Azar, J.J. (1986) Drilling fluids optimization, a practical field approach, p.3-5, penn well books, Tulsa, Oklahoma
- Lund T. et Lecourtier J. (1990) Properties of xanthan solutions after long heat treatment. *J. of Rheology*
- Ly, M.H., Naitali-Bouchez, M., Meylheuc, T., Bellon-Fontaine, M-N., Le, T.M., Belin, J-M. et Waché, Y. (2006) Importance of bacterial surface properties to control the stability of emulsions. *International journal of food microbiology* 112, p.26-34

## **M**

- MacDonald, J. A. et Buller, D. C. (1992) The significance of formation damage caused by the adsorption of oil-based mud surfactant, *J Pet Sci Eng*, 6: 357
- Mackay, D., Shiu, W.Y. et Ma, K.C. (1992) Illustrated handbook of physical-chemical properties and environmental fate for organic chemicals. Vol. 2. Polynuclear aromatic hydrocarbons, polychlorinated dioxins and dibenzofurans. Ann Arbor, MI, Lewis Publishers Inc., p. 253
- Mackie, R.I. Horner R.M.W. et Jarvis R.J. (1987) *AIChE J.* 33, p. 1761
- Maddinelli G., Cobianco, S. et Guameri, A. (2007) Characterization of drilling fluid-induced damage in sandstone cores. Doi:10.1016/j.mri.2007.01.069
- Mahto, V. et Sharma, V.P. (2004) Rheological study of a water based oil well drilling fluid. *Journal of petroleum science and engineering*, 45, 123-128
- Mamhotra, M. et Wasan D.T. (1988) Interfacial rheological properties of adsorbed surfactant films with application to emulsion and foam stability, *Surf. Sci. Ser.* 29 829-890, Marcel Dekker, New York
- Mandalia, T. et Bergaya, F. (2006) Organo clay mineral-melted polyolefin nanocomposites. Effect of surfactant/CEC ratio. *Journal of physics and chemistry of solids* 67, 836-845
- Margesin, R., Zimmerbauer, A. et Schinner, F. (2000) Monitoring of bioremediation by soil biological activities. *Chemosphere* 40, 339–346
- Mascara, S., Vallorani, F., Jachnik, R. et Formisani, D. (1998) Successful Shale Drilling Using a New Environmentally Compatible Potassium Carbonate/Polymer/PolyGlycol Mud System: Design and Field Experiences. SPE 50580 European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 Octobre
- Mashal, K, Zhao H, Harsh JB et Flury M. (2001) Colloid formation in Hanford sediment contaminated with tank waste. 2nd ACS National Meeting August 26– 30, Chicago, Illinois Abstracts, vol. 22
- Masikewich, J. et Bennion, D.B. (1999) Fluid design to meet reservoir issues—a process. *J. Can. Pet. Technol.* 38 (1), 61–71
- Mason, T.G. et Bibette J. (1997) Shear rupturing of droplets in complex fluids, *Langmuir* 13 4600-4613
- Mason, G. et Mellor, D.W. (1995) *J. Colloid Interface Sci.* 176, pp. 214–225
- Mathieu-Sicaud, A. et Mering, J. (1951) Etude au microscope de la montmorillonite et de l'hectorite saturées par différents cations. *Bull. Soc. Franc. Miner. Crist.* 74, 439-455
- Matthews, G.P. Moss, A.K et Ridgway, C.J. (1995a) *Powder Technol.* 83, pp. 61–77

- Matthews, G.P. Ridgway C.J. et Spearing. M.C. (1995b) *J. Colloid Interface Sci.* 171, pp. 8–27.
- Maysounabe, T. (2003) *Notions Générales sur la physico-chimie des interfaces. Notions de tensioactifs*, [perso.wanadoo.fr], 29.8 Ko
- McCarthy JF et Degueldre C. (1993). In: Buffle J, Leeuwen HV *Environmental particles*, vol. II. Chelsea MI' Lewis Publishers, p. 247
- McDaniel, K.W. et Lummus, J.L. (1971) Here's how to apply optimized drilling techniques. *Oil and gas journal*, juin
- Mckinney, L.K. et Azar, J.J. (1998) Formation damage due to synthetic oil mud filtrates at elevated temperatures and pressures. SPE 17162, *The SPE Formation Damage Control Symposium*, Bakersfield, CA, Feb. 8–9
- McMutcheon's (1986) *Emulsifiers and detergents*, North American edition. McMutcheon division, M.C. Publishing Co. Glen park, N.J.
- Means, J.C., Ward, S.G., Hassett, J.J. et Banwart, W.L. (1980) Sorption of polynuclear aromatic hydrocarbons by sediment and soil. *Environ. Sci. Technol.* 14, 1524±1528
- Meier, W., Greune, G., Meyboom, A. et Hofmann, K.P. (2000) *Eur Biophys J.*, 29, 113
- Mendes, P. R. S. et Dutra, E. S. S. (2004) Viscosity Function for Yield-Stress Liquids" *Appl. Rheol.* 14, 296-302
- Menezes, J.L., Yan, J. et Sharma, M.M. (1989) The mechanism of wettability alteration due to surfactants in oil-based muds. SPE 18460, *The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Houston, TX, Février 8–10
- Menon, V.B. et Wasan, D.T. (1984) *Sep. Sci. Technol.* 19 (8–9) 555
- Menon, V.B. et Wasan, D.T. (1986) *Colloids Surf.* 19 89
- Menon, V.B. et Wasan, D.T. (1988a) *Pet. Sci. Technol.* 23 (12–13) 2131
- Menon, V.B. et Wasan, D.T. (1988b) Characterization of oil-water interfaces containing finely divided solids with applications to the coalescence of water-in-oil emulsions. *Colloids Surf.* 29, 7– 27
- M'Ewan, M.B. et Pratt, M.I. (1957) *Trans. Faraday Soc.* 53, 535
- Mikula, R.J. (1987) Application of X-ray microanalysis to tar sands emulsions. *Colloids Surf.* 23, 267– 271
- Miller WP, Frenkel H. et Newman KD. (1990) *Soil Sci Soc Am J*; 54:346
- Millet, D, Bistagnino, I., Camous, R. et Aaoussat, A. (2001) Etat des lieux des outils méthodologiques environnementaux : proposition d'une nouvelle classification basée sur les niveaux de transformation de l'entreprise, 4ème Congrès International de Génie Industriel, Marseille, France, juin
- Mody, F. K. et Hale, A. H. (1993) Borehole-Stability Model To Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid/Shale Interactions", *Journal of Petroleum Technology*, November, pp. 1093-1101
- Mody, F. K., Tare, U. A., Tan, C. P., Drummond, C. J. et Wu, B. (2002) Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales, SPE Paper 77447, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in San Antonio, Texas, Octobre
- Molina-Barahona, L. Rodriguez-Vázquez, R. Hernández-Velasco, M., Vega-Jarquín, C. Zapata-Pérez, O., Mendoza-Cantú, A. et Albores, A. (2004). Diesel removal from contaminated soils by biostimulation and supplementation with crop residues. *Applied Soil Ecology* 27, 165–175
- Mondshine, T.C. (1973) A new potassium mud system. SPE paper 4516, Septembre
- Moritomi, H. (2001) Trace Element Workshop, Yokohama, Japan, 2001, 1
- Mulla, D.J., Cushman, J.H. et Low, P.H. (1984) Molecular dynamics and statistical mechanisms of water near an uncharged silicate surface. *Water resour. Res.* 20, 619-628
- Muller, G. (1990) Polymères hydrosolubles d'origine naturelle et synthétique, IFP, vol. 45, n° 6, novembre-décembre, 703-717
- Mungan, N. (1989) Discussion of An Overview of Formation Damage, *JPT*, Vol.41, No.11, Novembre p.1224

- Muniz, E.S., Fantoura, S.A.B et Lomba, R.F.T. (2004) Development of equipment and testing methodology to evaluate rock-drilling fluid interaction. GulfRocks04, The 6<sup>th</sup> North America rock mechanics symposium (NARMS), Houston, Texas, paper 599, 8p.
- Murat, B., Lalou, R., Godail, L., Diddaoui, S. et Amata, A. (2004) Modèle géocellulaire matrice/fractures du réservoir R2ab du champ de Hassi Messaoud. 6<sup>èmes</sup> Journées scientifiques et techniques de Sonatrach, 20-22 Juin, Alger

## **N**

- Nair, N. G. (2004) Asphaltic shale coating agent, Master of Science in Engineering presented to the Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin, Houston, p.53
- Nakamura, K., et Morikawa, J. (1984) Am. Oil Chem. Soc. 61:1130
- Neumann, A.W. et Spelt J.K. (1996) Applied Surface Thermodynamics, Surfactant Science Series, vol. 63, Marcel Dekker Inc., New York
- Nguyen J., P. (1993) Le forage, Technique d'exploitation pétrolière, le Forage Technip
- Ninomiya, Y., Zhang, L., Sakano, T., Chikao, K. et Masui, M. (2004) Transformation of mineral and emission of particulate matters during co-combustion of coal with sewage sludge", Fuel 83, 751-764
- Nowicki, S.C. Davis H.T. et Scriven. L.E. (1991) In: TAPPI Coating Conference, p. 337
- Nylund, L., Heikkila, P., Hameila, M., Pyy, L., Linnainmaa, K. et Sorsa, M. (1992) Genotoxic effects and chemical composition of four creosotes. Mutat. Res. 265, 223±236

## **O et P**

- O'Brien, D. E. et Chenevert, M. E. (1973) Stabilizing sensitive shale with inhibited, potassium-based drilling fluids. JPT, September, 1080–1110
- Oh, M-H, So, J-H, et Yang, S-M. (1999) Rheological Evidence for the Silica-Mediated Gelation of Xanthan Gum. Journal of Colloid and Interface Science 216, 320–328
- Okpokwasili, GC et Odokuma, L.O. (1990) Effect of salinity on biodegradation of oil spill dispersants. Waste Management, 10, 141-146
- Olchitzky, E. (2002) Couplage hydromécanique et perméabilité d'une argile gonflante non saturée sous sollicitations hydriques et thermiques, Courbe de sorption et perméabilité à l'eau. Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, Février
- ORNL/RFF (1994). External Costs and Benefits of Fuel Cycles. Prepared by Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future. Edited by Russell Lee, National Laboratory, Oak Ridge, TN 37831
- Osisanya, S.O. (1991) Experimental studies of wellbore stability in shales formations. PhD Thesis, Univ. of Texas, Austin, 549 p.
- Ostgaard, K. et Jensen, A. (1985) Acute phytotoxicity of oil-based drilling muds. Oil and Petrochemical Pollution. Volume 2, Issue 4, Pages 281-291
- Ostwald, W. (1925) About the rate function of the viscosity of dispersed systems, 36, 99–117
- Outmans, H. D. (1963) Mechanics of static and dynamic filtration in the borehole, SPEJ, 228: 236
- Ozenda, P. (1977) Flore du Sahara, CNRS Paris
- Page, M., Lecourtier, J., Nok, C. et Foissy, A. (1993) Adsorption of Polyacrylamides and of Polysaccharides on Siliceous Materials and Kaolinite: Influence of Temperature, Journal of Colloid and Interface Science Volume 161, Issue 2, Decembre 1993, Pages 450-454
- Pal, A. et Masliyah, Y. (1992) J. Rheology of clay-in-oil suspensions with added water droplets. Chem. Eng. Sci. 47, 967– 970
- Pal, R. (1996) Effect of droplet size on the rheology of emulsions, AIChE Journal 42(11), 3181-3190
- Pal, R. et Masliyah, Y. (1990) Rheology of oil in water emulsions with added solids. Chem. Eng. Sci. 46, 985–994. Eng. Sci. 51, 831– 834
- Paliarne, J.F. (1990) Rheol. Acta, 29, 204-214
- Pan, S.X. Davis H.T. et Scriven L.E. (1995) In: TAPPI Coating Conference, p. 37

- Panchev, N., Khristov, Khr., Czarniecki, J., Exerowa, D., Bhattacharjee, S. et Masliyah J. (2007) A new method for water-in-oil emulsion film studies. *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects*. 2007 doi:10.1016/j.colsurfa.2007.07.013
- Parigot, P. (1968) *Mesure des caractéristiques et normes. Les fluides de forage*, Edition Technip France
- Parn-anurak, S. et Engler, W. (2005) Modeling of fluid filtration and near-wellbore damage along a horizontal well, *Journal of petroleum Science and Engineering* 46, 2005, 149-160
- Pashley, R.M. et Israelachvili, J.N. (1983) DLVO and Hydration Forces between Mica Surfaces in  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Sr^{2+}$ , and  $Ba^{2+}$  Chloride Solutions, *Journal of Colloid and Interface Science*, Février, Vol. 97, No.2
- Pashley, R. M., Rzechowicz, M. Pashley, L. R. et Francis, M. J. (2005) De-Gassed water is a better cleaning agent. *J. Phys. Chem. B*, 109, 1231-1238
- Paulsen, J.E., Saasen, A., Jensen, B. et Grinrød, M. (2001) Key Environmental Indicators in Drilling Operations, paper SPE 71839 presented at the Offshore Europe Conference held in Aberdeen, Sept. 4-7
- Paulsen, J. E., Saasen, A., Jensen, B., Thore Eia, J. et Helmichsen, P. (2002) Environmental Advances in Drilling Fluid Operations Applying a Total Fluid Management Concept. Paper presented at the AADE 2002 Technology Conference. Drilling and Completion Fluids and Waste Management, held at the Radisson Astrodome. Houston, Texas, A avril 2 - 3, Houston, Texas
- Payatakes, A.C. Tien C. et Turian. R.M. (1973) *AIChE J.* 19, p.58
- Payatakes, A.C., Rajagopalan. R. et Tien. C. (1974) *Can. J. Chem. Eng.* 52, p. 722
- Peden, J. M., Avalos, M. R. et Arthur, K. G. (1982) The analysis of the dynamic filtration and permeability impairment characteristics of inhibited water based muds, SPE Paper 10655 presented at SPE Formation Damage Control Symp, Lafayette
- Pefferkorn, E. (1999) *J. Colloid Interface Sci.* 216, 197
- Penet, S., Marchal, R., Sghir, A. et Monot, F. (2004) Biodegradation of hydrocarbon cuts used for diesel oil formulation. *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 66: 40–47
- Perales, J.A., Maneano, M.A., Sales, D. et Quiroga, J.M. (2003) Biodisposition of linear alkylbenzene sulfonates and their associated sulphophenyl carboxylic acid metabolites in sea water. *International bioterioration and biodegradation* 51, 187-194
- Perkins, T.K. et Johnson, O.C. (1963) A review of diffusion and dispersion in porous media. *Soc. Pet. Eng. J.*, 70–84 Mars
- Pernot, V. F. (1999) *Troublesome Shale Control Using Inhibitive Water-Base Mud*”, Thesis Presented to the Faculty of the Graduate School of the University of Texas at Austin, Mai
- Perricone, A.C., Clapper, D.K. et Enright, D.P. (1989) U.S. Patent N° 4, 830, 765
- Peysson, Y. (2004) *Solid/Liquid Dispersions in Drilling and Production. Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 No. 1, pp. 11-21
- Philippoff, W. (1935) Zur theorie der strukturviskosität. Theory of structure viscosity, *Kolloid Z. Z. Polym.* 71 (1), 1–16
- Pickering, S.U. (1907) Emulsions. *J. Chem. Soc.* 91, 2001–2021
- Pickering, S.U. (1910) Uber Emulsionen. *Z. Chem. Ind. Koll. Kolloid Z.* 7, 11–16
- Pinna, N. (2003) *Le système micellaire inverse*, chapitre III, [www.fsagx.ac.be], 16.5 Ko
- Plank J.P. et Gossen, F.A. (1988) Visualisation of fluid-loss polymers in drilling filter cakes, SKW Chemicals Inc.
- Poré, J. (1992) *Emulsions et micro-émulsions, émulsions multiples*, Technique des Industries des Corps Gras, Paris, France
- Porter, K.E. (1989) An Overview of Formation Damage, *JPT*, Vol.41, No.88, pp.780-786.
- Portier, R., Barran, K., et Keury, I. (1995) Low interaction soil remediation approaches. 5(2) *Remediation* 57-75
- Poulin, T. (1985) The determination of the coefficient of dispersion in sandstones. MS thesis, University of Oklahoma, Norman, OK, p.112
- PQ Corporation, (2001) *Silicate drilling fluids technology*,
- Prandtl, L. (1928) Ein gedenkenmodell zur kinetischen theorie der festen Körper. *Z. Angew. Math. Mech.* 8, 85–106.

- Preston, L. Gant, W. et Anderson, G. (1988) Core cleaning for restoration of native wettability. March, SPE Formation Evaluation
- Prevot, AR. et al. (1961) Traité de systématique bactérienne. Volume II Edition, Dunod, Paris, P771
- Princen, H.M. (1997) Rhéology of highly concentrated emulsions: experimental pitfalls and results, Deuxième Congrès Mondial de l'Emulsion, Actes, vol. 4, 23-26 Sept. Bordeaux, France, pp. 189-196
- Prokop, CL. (1952) Radial filtration of drilling mud. Trans. AIME, 195: 5-10. Symp. 1-21
- Prutt, J. et Hudson, C. (1998) Integrated approach optimizes results, the American Oil and Gas Reporter, August, pp. 86-91
- Puisieux, F. et Seiller, M. (1983) Les Systèmes Dispersés, Agents de surface et émulsion, Galenica 5 Edition Lavoisier, France
- Pyramjee, R. (1966) Argiles non compactées et pressions anormales- Cas du nord Sahara, Revue de l'IFP, , XXI-7-8, 1067-1077

## **R**

- Rachedi, R., Kichou, Y. et Bencheikh, A. (2004) Traitement des problèmes de vibrations lors du forage de la phase 16" sur le champ de Hassi Messaoud. 6èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach, 20 au 22 juin, Alger, Algérie
- Rajagopalan, R. et Tien. C. AIChE J. 22 (1976), p. 523
- Rajagopalan R. et Tien. C. Can. J. Chem. Eng. 55 (1977), p. 246
- Ramaswamy, V. (1981) J. Sci. Ind. Res., 40, 584
- Ramsden, W. (1904) Separation of solids in the surface-layers of solutions and suspensions. Observations on surface-membranes, bubbles, emulsions, and mechanical coagulation. Proc. R. Soc. London 72, 156-164
- Randles S.I. et Wright M. (1991) Environmentally considerate ester lubricants for the automotive and engineering industries. Congrès international sur les lubrifiants, Bruxelles, 197-226
- Reddy, S.R. et Fogler, H.S. (1980) Emulsion Stability of Acoustically Formed Emulsions, J. Phys. Chem. 84 (12) 1570-1575
- Rederon, C. et Brisac, J. (1961) Essai de résolution du problème des argiles du Trias. Etude du CFP, Janvier-Décembre
- Reid, P.I., Elliott, G.P., Minton, R.C., Chambers, B.D. et Burt, D.A. (1993) Reduced environmental impact and improved drilling performance with water-based muds containing glycols. Paper SPE 25989 presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Mars 7 - 10
- Renard, G. et Dupuy, J.G. (1991) Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency. J. Pet. Technol., 786 - 869, Juillet
- Retz, R.H., Friedheim, J.E., Lee, L.J. et Welch, O.O. (1991) An environmentally acceptable and field-practical, cationic polymer mud system. Paper SPE 23064 presented at the Offshore Europe Conference 3- 6 September
- Rio (1994). La Documentation Française , La planète Terre entre nos mains, Guide pour la mise en œuvre des engagements du sommet planète Terre (conférence des Nations-Unies sur l'environnement et le développement Rio de Janeiro juin), ISBN 2-11-003144-1, Août
- Rioche D. et Hun C. (1979) Les différents types d'argiles, labo fluides et ciments, séminaire ENSPM mars, Total CFP, France
- Robertson, R.E. et Stiff, H.A. (1976) An improved mathematical model for relating shear stress to shear rate in drilling fluids and cement slurries. Society of Petroleum Engineers Journal 2 pp. 31-37
- Rojas, J.C., Schonacher, D. Gharst, J., Paiuk, B. et Billion, B. (2003) Successful Utilization of Performance Fluids Management in Gulf of Mexico Region 6 Assures Environmental Compliance, SPE 80605, SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Mars 10-12

- Rosana, F.T., Lomba, M.E. Chenevert, M. et Sharma, M. (2000) The role of osmotic effects in fluid flow through shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 25 25–35
- Rosen, J. M. (1978) *Surfactants and interfacial phenomena*. A Wiley interscience publication. New York
- Rosnah, M.S. (2004) Production of carboxymethylcellulose (CMC) from oil palm empty bunch (EFB), MPOB information series, ISSN 1511-7871, Juin
- Rowe, R.D., Lang, C.M. Chestnut, L.G. Latimer, D. Rae, D. Bernow, S.M. et White. D. (1995) *The New York Electricity Externality Study*. Oceana Publications, Dobbs Ferry, New York
- Roy, SB et Dzombak, DA. (1996) *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp* 107:245
- Roy, L. B. et Kenneth, T. K. (1987) *Environ. Sci. Technol*, 16, 831
- Rushing, T.S. et Hester, R.D. (2004) Semi-empirical model for polyelectrolyte intrinsic viscosity as a function of solution ionic strength and polymer molecular weight. *Polymer* 45, 6587-6594
- Ryaen, C., G. et Chillingar, V. (1996) Drilling fluids : state of the art, *Journal of petroleum science and engineering* 14, 221-230
- Ryan, JN. et Gschwend, PM. (1994) *Environ Sci Technol*; 28 : 1717
- Ryan, JN et Elimelech, M. (1996) *Colloids Surf A. Physico chem Eng. Asp.* 107:1

## S

- Saddok, B., Clapper, Dennis K., Parigot, P. et Degouy, D. (1997) Oil Field Applications of Aluminium Chemistry and Experience With Aluminium-Based Drilling Fluid Additive. SPE 37268 paper presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas 18-21 Février
- Sadykov, A. S. (1995) Dependence of the biodegradability of carboxymethylcellulose on its supermolecular structure and molecular Chemistry of Natural Compounds parameters. No. 2, pp. 306–312, Mars–Avril
- Saiers, JE. et Hornberger, GM. (1999) *Water Resour.* 35:1713
- Salager J.L. (1988) dans : P. Becher (éd.), *Encyclopedia of emulsion science*, vol.3, Marcel Dekker, New York, p.79
- Salager J.L. (1995) dans *Encyclopedia of Emulsion Technology*, éd. P. Becher, vol. 3, ch. 2, Marcel Dekker, New York
- Salanitro, JP. (2001) Bioremediation of petroleum hydrocarbons in soil. *Adv. Agron.* 72: 53–105
- Salisbury, D.P. et Deem, C.K. (1990) Tests show how oil muds increase shale stability. *World oil*, oct.p.57-65
- Sanchez, E. Audibert, A. et Rousseau, R. (2004) Influence of drill-in fluids composition on formation damage, *Society of Petroleum Engineers Journal*, Decembre 403–410
- Santarelli, F. J. et Carminati, S. (1995) Do Shales Swell ? A Critical Review of Available Evidence, SPE/IADC Paper 29421, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference in Amsterdam, The Netherlands, Février 28 - Mars 2
- Santos, H., Diek, A., Roegiers, J.C. et Fontura, S. (1996) Can shale swelling be (easily) controlled ? *Eurock 96: Rock mechanics in petroleum engineering*, Balkema, Rotterdam.
- Sarrazin-Cartalas, A., Iliopoulos, I., Audibert, A. et Olsson, U. (1994) *Langmuir*, 101421-1426
- Scanner, D.O. et Azar, J.J. (1994) Alteration of reservoir rock wettability and its flow properties caused by oil-based and water-based drilling muds. SPE 27354, The SPE Intl. Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, Février 7–10
- Schick, M. J. (1980) *Non ioninc surfactants*. *Surfactants science series*, volume 1, Marcel Dekker Inc. New York
- Schlemmer, R., Friedheim, J. E., Growcock, F. B., Headley, J. A., Polnaszek, S. C. et Bloys, J. B. (2002) Membrane Efficiency in Shale – An Empirical Evaluation of Drilling Fluid Chemistries and Implications of Fluid Design, IADC/SPE Paper 74557, Presented at IADC/SPE Drilling Conference in Dallas, Texas, Februarys 26-28

- Schlemmer, R., Friedheim, J.E., Patel, A., Bloys, J.B. et Young, S. (2003) Progression of Water-based Fluids based on amine chemistry, AADE-NTCE paper presented at the AADE 2003 National Technology Conference
- CD Schlumberger (1997) Oil Well Drilling "Mud circulation and treating equipment", Vol.4. Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international. Inc.
- Schlumberger (2008), [www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=snubbing](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=snubbing)
- Schramm, L.L. (1992) Petroleum Emulsions: Basic Principles, in Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, Schramm, L.L. (éd.). ACS Advances in Chemistry Series, 231, 1 sq.
- Schulman, J.H. et Leja, J. (1954) Trans. Faraday Soc. 50 598
- Schulz, D.N. et Glass, J.E. (1991) (Eds.) Polymers as Rheology Modifiers, ACS Syrup. Ser., 462, American Chemical Society, Washington, D.C.
- Scriban, R. (1999) Biotechnologie.5<sup>ème</sup> édition, Tec.et doc. Lavoisier, Paris, France
- Selmani, S., Sai, T. et Boukhilif, N. (2006) Caractérisation du réservoir quartzites de Hamra sur l'axe hdz/hf. 7èmes Journées scientifiques et techniques de Sonatrach (JST) 28-29 Novembre Oran, Algérie
- Semple, K.T., Reid, B.J. et Fermor, T.R. (2001) Impact of composting strategies on the treatment of soils contaminated with organic pollutants. Environ. Pollut. 112, 269–283
- Sen TK, Shanbhag S. et Khilar KC. (2004) Colloids Surf A Physicochem Eng Asp; 232:29
- Senthil K., Mahto, V. et Sharme, V. P. (2003) Behaviour of organic polymers on the rheological properties of Indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage", Indian Journal of Chemical technology, Vol. 10, September, pp. 525-530
- Seta AK, Karathanasi AD. (1996) Geoderma; 74:255
- Sherman, P. (1968) Rheology of emulsions. In: Sherman, P., Editor, Emulsion science, Academic Press, London, pp. 217–247
- Shalaby, S.W., McCormick C.L. et Butler G.B. (1991) Water-Soluble Polymers: Synthesis, Solution Properties, and Applications, ACS Syrup. Ser., 467, American Chemical Society, Washington D.C
- Sharma, M. (1985) Surfactant in polymer-based drill-in fluids results in an increase in relative permeability when it is compared to the same systems, SPE no 14302, in: proceedings of the SPE Annual Technical Conference and exhibition, Las Vegas, Nevada, Septembre 22–25
- Sharma, M. et Lei, Z. (1991) Colloids and Surfaces, 56, p.357-381
- Sharma, M. et Yortsos, Y.C. (1987) Fines Migration in Porous Media, Aiche J., Vol.33, No.10, pp.1654-1662
- Sherwood, J. D., Meeton, G. H., Farrow, C. A. et Alderman, N.J. (1991) Journal Chem. Faraday Trans., 87, N°4, p.611-618
- Shi, S.Z. et Liu, Q.B. (2005) Study on the demulsification and dewater of coal-tar emulsified, Proceedings of the 22nd Annual International Pittsburgh Coal Conference (CD-ROM) 153/1-153/11
- Shinoda K., Nakugawa T., Tanamushi B., et Isemura T. (1963) Colloidal surfactants. Academic Press, New York
- Shinoda, K. et Kunieda, H. (1983) Dans Encyclopedia of Emulsion Technology, éd. Becher, vol. 1, Marcel Dekker, New York
- Shinoda, K. et Arai, H. (1964) Journal Phys. Chem. 68, 3485
- Shinoda, K. et Arai, H. (1965) Journal Colloid Sci. 20, 93
- da Silva, A.C., Haraguchi, L., Notrispe, F.R., Loh, W. et Mohamed, R.S. (2001) Interfacial and colloidal behavior of asphaltenes obtained from Brazilian crude oils. Journal of Petroleum Science and Engineering 32 (2– 4), 201– 216
- Simon, J.L. (2004) Gomme xanthane : agent viscosant et stabilisant, Techniques de l'Ingénieur, F 4 300
- Simpson, J.P., Walker, T.O., et Jiang, G.Z. (1994) Environmentally acceptable water-base mud can prevent shale hydration and maintain borehole stability. Paper IADC/SPE 27496 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 15– 18 Février
- Singh M. et Mohanty K.K. (2003) Chem. Eng. Sci. 58, pp. 1–18
- Sisko, A.W. (1958) Flow of lubricating greases. Ind. Eng. Chem. 50 (12), 1789–1792

- Skali, L., Buckley J.S., Zhang Y. et Morrow N.R. (2004) Surface and core wetting effects of surfactants in oil-based drilling fluids, 8th International Symp. on Reservoir Wettability, Mai 16-18, Houston, Texas, USA
- Skipper, N.T., Refson, K. et McConnells, J.D.C. (1991) Computer simulation of interlayer water in 2 : 1 clays. *J.Chem. Phys.* 94, 7434-7445
- Smedes, F., J.C.Kraak, C.F. et Werkhoven-Goewie, U.A. (1982) The Brinkman and R.W. Frei *J.Chromatogr.* 247 : 123
- Smith, A. (1989) Exploiting synergies in Surfactant Mixtures: Physical Chemical Properties and Performance Attributes, Huntsman Corporation, 7114 North Lamar Blvd., Austin, Texas 78752, USA
- S.N.Repal (1961) Le forage à l'air. *Compte rendu sur le forage à l'air à Djebel Onk (Algérie)*
- Sommerauer, A., Sussman, D. L. et Stumm, W. (1968) *KoU. Z.*, 225, 147
- Song, L, Johnson, PR et Elimelech, M. (1994) *Environ Sci Technol* 28:1164
- Spielman L.A. et FitzPatrick. J.A (1973) *J. Colloid Interface Sci.* 42, p. 607
- Srivastava S.N. (1978) Role of finely dispersed solids (hydroxides or polyvalent metals) as emulsifiers, *Progr. Colloid Polym. Sci.* 63 41-49
- Stamatakis, E., Thaemlitz, C.J., Coffin, G. et Reid, W. (1995) A new generation of shale inhibitors for water-based muds, SPE/IADC 29406 Drilling Conference
- Steiger, R. P. (1982) Fundamentals and Use of Potassium/Polymer Drilling Fluids to Minimize Drilling and Completion Problems Associated with Hydratable Clays, paper SPE 10100, *Journal of Petroleum Technology*, Aout, pp. 1661–1670
- Steiger, R. P. (1993) Advanced Triaxial Swelling Tests on Preserved Shale Cores”, Presented at the 54th U.S Symposium on Rock Mechanics, Juin 27-30
- Stratton, C.A. (1931) Hydroxylated asphalt and drilling fluid containing the same. U.S. patent N°3,006,846. Oct. 31
- Stroud, B.K. (1925) Use of barytes as a mud laden fluid, *oil weekly* (Juin 5). P 29-30
- Su, C.C. et Shen, Y-H. (2005) Preparation and dispersive behaviors of reduced charge smectite. *Colloids and surfaces, A. Physicochem. Eng. Aspects*, 259, 173-177
- Suarez LD, Rhoades JD, Lavado R. et Grieve CM. (1984) *Soil Sci Soc Am J*; 48:50
- Sullivan, A.P. et Kilpatrick, P.K. (2002) *Ind. Eng. Chem. Res.* 41 3389
- Sutterby, J.L. (1966) Laminar converging flow of dilute polymer solutions in conical sections: Part I. Viscosity data, new viscosity model tube flow solution. *AIChE J.* 12 (1), 62–69
- Svetgoff, J.A. (1989) Demulsification Key to Production Efficiency. *Petroleum Engineer International*, 61, 8, 28
- Swartz, CH. et Gschwend, PM. (1998) *Environ Sci Technol.* 32:1779
- Swartz, CH. et Gschwend, PM. (1999) *Water Resour Res.* 35:2213
- Sztukowski, Danuta M., Yarranton et Harvey W. (2005) Oilfield solids and water-in-oil emulsion stability. *Journal of Colloid and Interface Science* 285, 821–833

## **I**

- Tadros T.F. (1988) Considérations sur les aspects actuels des émulsions et dispersions, *Informations Chim.*, Avril pp. 159-165
- Tadros, T.F. et Vincent, B. (1983) dans : *Encyclopedia of Emulsion Technology*, P. Becher, éd., vol. 1, Basic Theory, Marcel Dekker, New York, pp. 272–273
- Tadros T.F. (1991) Role of surfactants and polymers in disperse systems, *Act. Chim.*, Mai-Juin pp. 167-177
- Tadros, T.F. (1994) Fundamental principles of emulsion rheology and their applications, *Colloids Surf. A. Physicochem. Eng. Aspects*, 91, 39-55
- Taisne, L., Walstra, P. et Cabane, B. (1996) Transfer of Oil between Emulsion Droplets, *J. Colloid Interface Sci.*, 184, 378 sq
- Tambe, D.E. et Sharma, M.M. (1993) *J. Colloid Interface Sci.* 157 244
- Tanaka, R., Williams, P.A., Meadows, J. et Phillips G.O. (1992) *Colloids Surfaces*, 66 63-72.



- Taouinet, M.A. (1998) Performances des outils PDC pour le forage de la phase 12 1/4 sur Hassi Messaoud, Troisièmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach (JST3) Réf. 1502, Alger 19-22 Avril
- Taylor, R. et Smalling, D. (1973) A new and practical application of annular hydraulics. SPE 4518, Proc. 48th annual fall meeting of the SPE of AIME, Sept. 30–Oct. 3, Las Vegas, NV
- Tessier, D. (1984) Etude expérimentale de l'organisation des matériaux argileux. Thèse de doctorat. Université de Paris VII, p.65
- Thomas, R.L. et Crowe, C.W., (1978) New chemical treatment provides stimulation and clay control in sandstone formations. 3rd Symp. Formation Damage Control, Lafayette, Février 15–16, SPE Pap. 7012
- Thomas, D.C., Hsing, H. et Menzie, D.E. (1984) Evaluation of core damage caused by oil-based drilling and coring fluids. SPE 13097, The 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Sept. 16–19
- Tiab, D. (2000) Advanced Well test Analysis, SPE 6553 Lectures notes
- Tiab, D. et Engler, T. (1996) Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type Curve Matching, Horizontal Well Tests in Anisotropic Media. Journal of Petroleum Science and Engineering, Janvier
- Tien C. et Payatakes. A.C. (1979) AIChE J. 25, p.737
- Ting, Y.P., Hu, H.L. et Tan, H.M. (1999) Bioremediation of petroleum hydrocarbons in soil microcosms. Resour. Environ. Biotechnol. 2, 197–218
- Tom, S., Mathis, D.E., Doyle, B.J. et Bob, W. (1995) Integrated horizontal technology recovers attic gas in West Delta 54 Field. SPE 30718, 153–155
- Tombácz, E. (2002) Adsorption from Electrolyte Solutions. In: Tóth, J. (Ed.), Adsorption: Theory, Modeling, and Analysis. Marcel Dekker, New York, pp. 711–742
- Tombácz, E., Csanaky, Cs. et Illés, E. (2001) Polydisperse fractal aggregate formation in clay and iron oxide suspensions, pH and ionic strength dependence. Colloid Polym. Sci. 279, 484–492
- Tombácz, E., Filipcsei, G., Szekeres, M. et Gingl, Z. (1999) Particle aggregation in complex aquatic systems. Colloids Surf., A 151, 233–244
- Tombácz, E. et Szekeres, M. (2004) Colloidal behavior of aqueous montmorillonite suspensions: the specific role of pH in the presence of indifferent electrolytes. Appl. Clay Sci. 27, 75–94
- Tong, Z et Morrow N. R. (2006) Variations in wetting behavior of mixed-wet cores resulting from probe oil solvency and exposure to synthetic oil-based mud emulsifiers Journal of Petroleum Science and Engineering 52 149–160
- Touhami, Y., Neale, G.H., Hornof, V. et Khalfalah, H. (1996) Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Aspects, 112, 31
- Tricart, J-P., Durrieu, J. et Lagarde, F. (1997) Imaging of pseudo oil base mud by environmental scanning electron microscopy. Revue de l'IFP, Vol. 52, N°2, Mars-Avril, p. 151-154
- Tschirley, N.K. (1983) In: G.V. Chilingarian and P. Vorabutr Editors, Testing of Drilling fluids Developments in Petroleum Science 11, Elsevier, Amsterdam/Oxford/New York, USA
- Turner, J. et Macnab, A. (2003) Advances in constructability for drilled foundations (Part II), Geo-Strata, October 2003, pp. 20-23
- Tushar, K. S. et Khilar, K. C. (2005) Review on subsurface colloids and colloid-associated contaminant transport in saturated porous media. Advances in Colloid and Interface Science xx xxx – xxx)
- Twynam, A.J., Caldwell, P.A. et Meads, K. (1994) Glycol-enhanced water-based muds: case history to demonstrate improved drilling efficiency in tectonically stresses shales. Paper IADC/SPE 27451 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Février 15–18

#### **U et V**

- United Nations Environment Programme (1996) International labour organisation, World Health Organization International Programme on Chemical safety environmental health criteria 171. Diesel fuel and exhaust emissions. World Health Organization. Geneva

- U.S. EPA (1980) Memorandum on levels of Metals in Soil, Soil Science Field Study Branch, Washington, D.C
- Utsonomiya, S., Jensen, K.A., Keeler G.J. et Ewing, R.C. (2004) direct identification of trace metals in fine and ultrafine particles in the detroit urban atmosphere, *environ. sci. technol.* 38, 2289-2297
- Vaessen, G.E.J. et Stein, H.N. (1993) in : Proceeding of the first World congress on emulsion, vol. 1, Paris, paper n°1-30-102
- Vaessen, G.E.J., Visschers, M. et Stein, H.N. (1996) *Langmuir* 12, 875
- Vaidyanathan, R. et Tien. C. (1988) *Chem. Eng. Sci.* 43, p. 289
- Van Damme, H. (1992) Stacking, deformation and rupture in smectite clays, XI Reunion Cientifica SEA, p.45-88
- Van der Minne J.L. (1928), *Over Emulsions*, Amsterdam 66
- van der Zee, M., Stoutjesdijk, J. H., van der Heijden, P. A. A. W. et Wit, D. (1995) *Journal of polymer and the environment*
- Van der Zwaag, C.H. (2006) Benchmarking the formation damage of drilling fluids. *SPE Prod. Oper* 40-50
- Van Olphen, H. (1963) *An Introduction to Clay Colloid Chemistry*. Interscience, New York
- van Oort, E. (1994) A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. Paper SPE/ ISRM 28064 presented at the SPE/ISRM Conference on Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Delft, Aout 29–31
- van Oort, E. (2003) On the physical and chemical stability of shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 38, 213–235
- van Oort, E., Hale, A.H. et Mody, F.K. (1995) Manipulation of coupled osmotic flows for stabilisation of shales exposed to water-based mud. Paper SPE 30499 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition, Dallas, 22– 25 Octobre
- van Oort, E., Hale, A. H. et Mody, F. K. (1996a) Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids, *SPE Drilling and Completion*, Septembre, pp. 137-146
- van Oort, E., Ripley, D., Ward, I., Chapman, J.W., Williamson, R. et Aston, M. (1996b) Silicate-based drilling fluids: competent, cost-effective and benign solutions to wellbore stability problems. Paper SPE 35059 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Mars 12– 15
- Vaussard, A., Martin, M., Konirsch, O. et Patroni, J.-M. (1986) An experimental study of drilling fluids dynamic filtration. SPE Paper 15412 presented at 61st Annual Technical Conf, New Orleans
- Versan Kok, M. et Alikaya, T. (2004) Determination of rheological models for drilling fluids (a statistical approach). *Energy sources*, 26: 153-165
- Vignati, E., Piazza, R. et Lockhart, T.P. (2003) *Langmuir* 19 6650
- Vitthal, S., Sharma, M.M. et Sepehrnoori, K. (1988) One-dimensional formation damage simulator for damage due to fines migration. SPE Paper 17146 Presented at the 1988 SPE Formation Damage Control Symposium, California, Février 8-9, p.39-42

### **W, X, Y et Z**

- de Waele, A. (1923) *Viscometry and plastometry*. J. Oil Color Chemists' Assoc. 6 (38), 33–88.
- Walstra, P. J. (1968) *Colloid Interf. Sci.* 27 (3), 493–500
- Walstra, P. (1993) Principles of emulsion formation, *Chem. Eng. Sci.*, 48, 333-349
- Wanko, A. et Bekkour, K. (2003) Caractérisation rhéologique de mélanges argile-polymères. 16<sup>ème</sup> Congrès Français de Mécanique, Nice, 1-5 septembre
- Ward, I. et Williamson, R. (1996) Silicate water based muds—a significant advance in water based drilling fluid technology. Paper presented at the IBC Conference on the prevention of oil discharge from drilling operations, Aberdeen, June 18 and 19
- Ward O, Singh, A. et Van Hamme, J. (2003) Accelerated biodegradation of petroleum hydrocarbon waste, *J. Ind. Microbiol. Biotechnol.* 30 : 260–270

- Warr, L.N. et Hofmann, H., (2003) In-situ monitoring of powder reactions in percolating solution by wet-cell X-ray diffraction techniques. *J. Appl. Cryst.* 36, 948-949
- Weissenfels, W. D., Klewer, H-J. et Langhoff, J. (1992) adsorption of polycyclic aromatic hydrocarbons (pahs) by soil particles: influence on biodegradability and biotoxicity applied microbiology and biotechnology
- Wilcox, R.D., Fisk, J.V. et Corbett, G.E. (1984) Filtration method characterizes dispersive properties of shales. paper SPE 13162, presented at the annual SPE Conference, Houston
- Williams, M. (1940) Radial filtration of drilling muds, *Trans AIME*, 136: 57
- Wojtanowicz, A.K., Krilov, Z. et Langlinais, J.P. (1987) Study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage, SPE 16233, presented at Society of Petroleum Engineers Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 8-10, pp.449-463
- Wojtanowicz, A.K., Krilov, Z. et Langlinais, J.P. (1988) Experimental Determination of Formation Damage Pore Blocking Mechanisms, *Trans, of the ASME, Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 110, pp.34-42
- Woods, K. et Marouf, T. (2001) Postwell Audit OMO 364. Number A0101170 Baroid 15.01. Algeria
- Yalçın, T., Alemdar, A., Ece, Ö. et Güngör, N. (2002) *Mater Lett*, 57, 420
- Yan J. et Sharma M.M. (1989) Wettability alteration and restoration for cores contaminated with OBM, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2, 63-76
- Yan, Y., Pal, R. et Masliyah, J. (1991a) Rheology of oil-in-water emulsions with added solids, *Can. J. Chem. Eng.* 68, 25– 27
- Yan, Y., Pal, R. et Masliyah, J. (1991b) Rheology of oil in water emulsions with added kaolinite clay. *Ind. Eng. Chem. Res.* 30, 1931– 1936
- Yan, Y. et Masliyah, J.H. (1993) Effect of oil viscosity on the rheology of oil-in-water emulsions with added solids. *Can. J. Chem. Eng.* 71 pp. 852–858
- Yan, N. et Masliyah, J.H. (1995a), Characterization and Demulsification of Solids-Stabilized Oil-in-Water Emulsions. Part I: Partitioning of Clay Particles and Preparation of Emulsions. *Colloids and Surfaces*, 96, 229-242
- Yan, N. et Masliyah, J.H. (1995b), Characterization and Demulsification of Solids-Stabilized Oil-in-Water Emulsions. Part II: Demulsification by the Addition of Fresh Oil. *Colloids and Surfaces*, 96, 243-252
- Yan, J., Jiang, G. et Wu, X. (1997) Evaluation of formation damage caused by drilling and completion fluids in horizontal wells. *J. Can. Pet. Technol.* 36 (5), 36 (May)
- Yan, Z. Elliot, J.A.W. et Masliyah, J.H., (1999) *J. Colloid Interface Sci.* 220 329
- Yan, J. et Sharma, M.M. (1989) Wettability alteration and restoration for cores contaminated with oil-based muds, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2, 63-76
- Yao, K.M. Habidian M.T. et O'Melia. *C.R Environ. Sci. Technol.* 5 (1971), p. 1105
- Yekeler, M. Ulusoy, U. et Hiçyılmaz, C. (2004) *Powder Technol.* 140 68
- Yoshiaki, F. (1984) *Clays Clay Min* 32, 320
- Young, S.Y. et al. (2001) Novel polymer chemistry increases shale stability, *Drilling Technology*, American Association of Drilling Engineers, 27-29 mars Houston
- Yu, M., Chenevert, M. E. et Sharma, M. M. (2003) Chemical–mechanical wellbore instability model for shales: accounting for solute diffusion. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (38) 131– 143
- Zaki, N.N. Maysour, N.W.S. et Abdel-Azim, A. (2000) *Pet. Sci. Technol.* 18 (9–10) 1009
- Zhang, J., Clark, D.E., Al Bazali, T.M., Chenevert, T., Sharma, M.M., Rojas, J.C. et Seehong, O. (2006) Ion movement and laboratory technique to control wellbore stability. AADE-06-DF-HO-37. Fluid conference, Houston Texas, Avril 11-12
- Zhang Y.M., C.H. Shu et X.P. Lu. (2004) Ultrasonic dehydration of waste oil, *Nanjing Gongye Daxue Xuebao*, Ziran Kexueban 26(4), 67-70
- Zhanpeng, J., Hongwei, Y., Lixin, S. et Shaoqi, S. (2002) Integrated assessment for aerobic biodegradability of organic substances. *Chemosphère* 48 133-138
- Zhao, H, Deng, Y, Harsh, JB., Flury, M. et Boyle, J. (2004) *Clays Clay Miner.* 52:1
- Zhu S.C. (1990) Etude de traitements physicochimiques d'épuration d'huiles de coupe. Influence de leur formulation, Thèse INSA Toulouse, n° 115

# **ANNEXES**

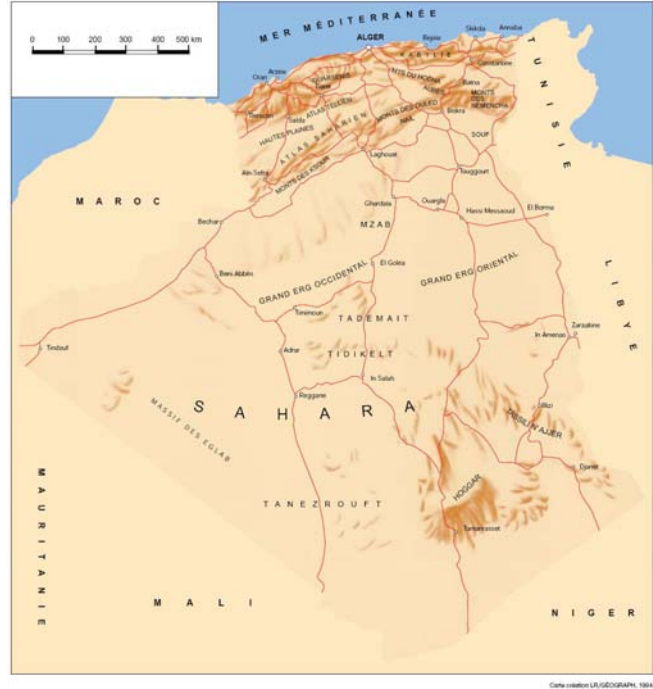
**Annexe I**

**I.1. Généralités sur le gisement de Hassi Messaoud (HMD)**

**I.1.1 Introduction**

Le gisement de Hassi Messaoud, est situé à 650 km au sud est d'Alger et à 80 Km au Sud-Est de Ouargla, dans le bassin de Oued Mya (**Fig.IA.1**). Un travail synthétique de la géologie de l'Algérie a été réalisé par **Askri et al. (2003)**.

Il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958. Les dimensions du champ atteignent 2500 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>. Le 16 janvier 1956, la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD#1, implanté à la suite d'une campagne sismique. Le 15 Juin de cette même année, ce forage découvrit à 3338 m de profondeur les grès du Cambrien productifs d'huile. Dès lors, les forages se développent et se multiplient sans cesse, jusqu'à arriver aujourd'hui à plus de 1200 puits.

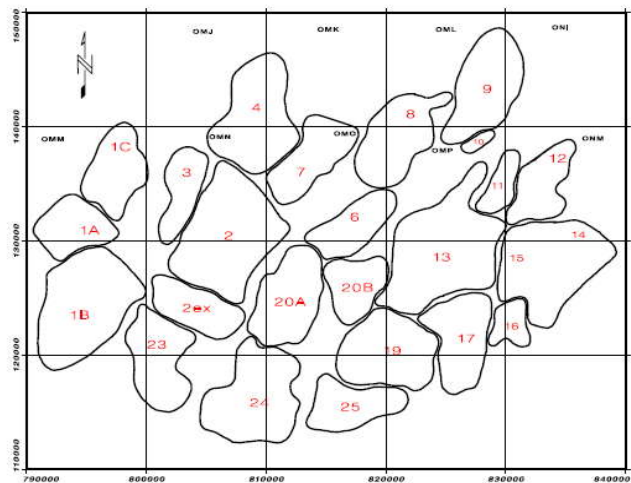


**Figure IA.1 : Géographie de l'Algérie**

**I.1.2 Caractérisation du réservoir**

Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, il a été constaté que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition de zones. Une zone de production est définie comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes.

Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ (**Figure IA.2**). Toutefois il est important de souligner que le facteur pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. La pression de gisement varie de 120 à 400 kg/cm<sup>2</sup> avec un rapport gaz/huile (gas/oil ratio ou GOR) moyen de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus. La porosité est faible : 5 à 10% avec une perméabilité très faible, s'étendant d'une valeur quasi-nulle à 1 D.



**Figure IA.2 : Répartition des zones sur le champ de Hassi Messaoud**

Au début de la reconnaissance du gisement, les grès de Hassi Messaoud (âge cambrien) ont été subdivisés en quatre zones : Ri, Ra, R2 et R3.

- Zone Ri ou grès isométriques, habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisée en trois tranches 7,8,9.

- Zone Ra : niveau géologique cambrien anisométrique constituant le principal réservoir de Hassi Messaoud. ; il est composé de bancs gréseux à ciment siliceux à silico-bitumineux, rarement argileux (kaolinite), délimités par des niveaux silteux d'extensions latérales variables.

- Zone R2 ; zone de grès quartzites, plus argileuse, d'une épaisseur moyenne d'une quarantaine de mètres. R2 est un réservoir secondaire par rapport aux réservoirs principaux Ra et Ri, cependant les réserves estimées sont considérables (**Selmani et al., 2007**) : il est réparti en deux unités : R2ab et R2c, composées essentiellement de grès grossiers anisométriques à ciment argileux illitique plus abondant.

Les qualités de réservoir se trouvent dans sa partie supérieure (R200-R300), R2ab (R200-R250). L'exploitation du réservoir R2 s'est vue confrontée à une multitude de problèmes dus principalement à une répartition aléatoire de ses corps sédimentaires et une détérioration de ses qualités de réservoir par des phénomènes diagénétiques

- Zone R3 : Zone très grossière à micro-conglomératique très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est réparti en trois zones suivant des critères granulométriques : une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure).

Les périphéries de zones, les inter-zones et les hors-zones sont des régions de faibles caractéristiques pétrophysiques. Leur développement n'est concevable que par la mise en place de moyens non conventionnels (forages horizontaux ou reprises en "medium" ou "short radius"). La perméabilité horizontale moyenne est très faible (2 mD) et la perméabilité verticale très mauvaise. C'est la raison pour laquelle les puits "medium radius" ne sont pas des puits rigoureusement horizontaux, mais des puits inclinés à 87°, de façon à traverser le réservoir sur toute son épaisseur.

## **I.2 Problèmes de forage**

Sur le champ de Hassi Messaoud, l'expérience montre que dans la même zone, avec une formation identique, en utilisant le même fluide, on peut rencontrer des problèmes différents. La **figure IA.3** donne une coupe stratigraphique ainsi que les phases du forage.

D'une façon générale, et afin de donner une synthèse des problèmes rencontrés, on signale :

**Phase 26"** : Les pertes de boues dans les sables du mio-pliocène sont actuellement maîtrisées, restent les niveaux calcaires dolomitiques du sénonien carbonaté et sénonien anhydritique : les pertes de boues parfois brutales sont dues à la présence de fissurations assez développées. De plus, le foreur est confronté à la dissolution de ces niveaux carbonatés, ce qui peut provoquer des dégâts irréversibles. On donne l'exemple du puits OMOZ#84 qui fut abandonné en Septembre 2002 à la profondeur 334m suite à un affaissement de la plate-forme dû à une perte importante de boue, provoquant la formation de caves.

**Phase 16"** : La durée de forage d'une longueur moyenne de 1835 m, représente 15 % de la durée de réalisation d'un puits horizontal. Elle commence dans le sénonien anhydritique (vers 500 m) et se termine dans le Dogger lagunaire. Cette phase était forée auparavant en diamètre 12<sup>1/4</sup> pour le programme léger et en 17<sup>1/2</sup> en programme lourd avec des outils tricônes. Par la suite, cette phase a été optimisée en passant au diamètre 16" et généralisée sur tout le champ avec l'introduction du forage horizontal, au début avec des outils tricônes, puis avec des trépan PDC.

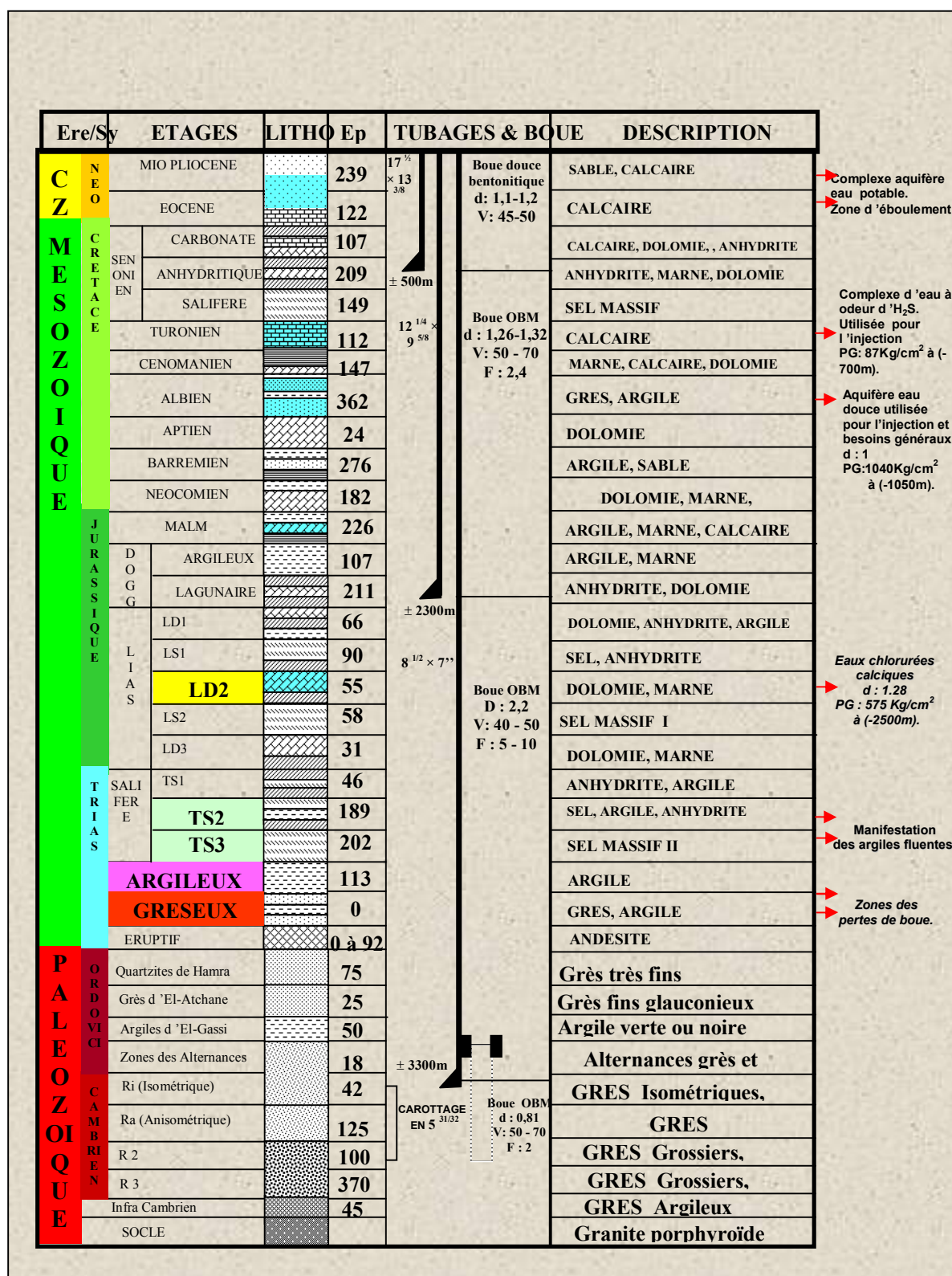


Figure IA.3 : Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud

A la fin de la section, on est souvent confronté à des coincements de garniture pendant les manœuvres dans les formations carbonatées du turonien et du cénonanien, qui causent énormément de problèmes auxquels pourraient remédier le "back reaming" (rétro-alésage) et le battage, consistant à désagréger la roche en faisant tomber de quelques centimètres de hauteur, à une cadence assez rapide, un instrument lourd et tranchant.

Après la TD (True Depth), on est régulièrement confronté aux difficultés des manœuvres en face du turonien et le sénonien salifère entre 700 et 950 m, qui passent de simples tractions et des back reaming aux jarring (**Schlumberger, 2008**) voire au pompage de l'acide.

Parfois cette difficulté des manœuvres engendre des instrumentations de plus de 15 jours (OML7 322) (ENF#29). Sur ONMZ#313, l'opération de logging intermédiaire fut annulée suite au coincement à 870m dans le turonien et à l'injection de plusieurs bouchons d'acide. Une mauvaise cimentation du casing (**Anson Oilfield Index, 2008**) obligea à procéder à la restauration (cas du puits OMKZ#32).

Les plus grands problèmes ont été souvent signalés dans cette phase. Depuis les améliorations notables enregistrées après la substitution des boues salées saturées par les boues à l'huile, de bons avancements ont été réalisés avec des performances considérables. Cependant, il est important de rappeler les problèmes signalés à travers cette phase (16''). Initialement, l'utilisation de systèmes émulsionnés avec un rapport H/E : 75/25 de densité 1,25, pour pouvoir forer l'albien sans problème, a donné de bons résultats. Mais face aux problèmes rencontrés du double point de vue technique et environnemental, il a été décidé l'utilisation du système H/E : 50/50 (1990). Son application a donné satisfaction, suite à la disparition des problèmes liés au battage, au back reaming, au pompage des bouchons d'eau et à la qualité de la cimentation face à un caliper (**Anson Oilfield Index, 2008**) très perturbé. La comparaison entre les systèmes H/E : 75/25 et 50/50 utilisés a révélé l'amélioration de la vitesse de pénétration (ROP) de près de 6% au niveau du sénonien salifère, de 5% au niveau du turonien et de 31% dans le cénomanién. Sur 104 puits dans différentes zones, avec plus de 191000 mètres forés, la ROP moyenne était de 12.

Le recours aux systèmes 50/50 a apporté des avantages environnementaux et économiques (moins de gazole), mais a aussi aidé à la résolution des problèmes rencontrés dans la section 12<sup>1/4</sup> : géométrie du trou excellente, cimentation meilleure, pas de problèmes majeurs signalés. Le grand handicap pour le système 50/50 se résume dans des précautions de maintenance des propriétés ainsi que dans la logistique.

Face aux problèmes signalés au niveau des formations carbonatées du turonien et cénomanién, on a aussi opté pour l'injection de bouchons d'acide (HCl à 15%) qui s'est avérée une bonne solution curative. En revanche, des dégâts importants peuvent en résulter, tels que la fragilisation et la corrosion du BHA et de l'ensemble des tubulaires. L'étude de l'influence du ROP a été aussi examinée. L'analyse de quelques puits avec des ROP relativement lents (plus de 30 m/h) et d'autres avec des valeurs de moins de 15 m/h, n'a pas donné satisfaction de même que la méthode adoptée relative à la diminution du ROP au droit du turonien. Il semblait s'agir d'un problème de mécanique ou de géométrie du trou à travers une formation carbonatée.

Plusieurs approches ont abordé le problème des vibrations et de la qualité des outils. L'analyse statistique montre que sur un nombre de 44 outils neufs de type PDC de diamètre 16" utilisés sur le champ de Hassi Messaoud entre 2002 et 2003, seulement 23 outils ont pu faire toute la phase, tandis que les autres outils ont été endommagés avant d'atteindre la cote finale, souvent à cause de vibrations excessives (**Rachedi et al., 2004**). Ceci a eu comme conséquence l'utilisation d'un nombre supplémentaire d'outils de forage et une augmentation de la durée de réalisation de la phase 16", à la fois par une réduction de la vitesse d'avancement et par les manoeuvres supplémentaires nécessaires pour changer l'outil de forage et pour nettoyer le trou des débris métalliques. En effet, les problèmes de vibration mènent souvent à une augmentation de la durée de forage, à l'usure prématurée des outils et à la fragilisation des parois du trou. L'une des conséquences des vibrations sévères est la génération du cavage (augmentation du diamètre nominal du puits dû à l'instabilité des argiles et des marnes) dans les formations traversées (**Santos et al., 1996**) : cas du puits MDZ#541 (16") avec plus de 35 m<sup>3</sup> de volume de cavage (un cavage inférieur à 10 m<sup>3</sup> sur certains puits était jugé tolérable).



Plusieurs efforts ont été fournis dans l'objectif de remédier à cette situation. Des améliorations notables ont été effectuées avec l'introduction d'outils de forage de grande stabilité, avec l'optimisation de la conception de la garniture de forage et avec la généralisation des bonnes pratiques de forage. Toutefois, ce problème n'a pas été complètement résolu à ce jour.

**Phase 12<sup>1/4</sup>** : On signale les problèmes classiques relatifs au risque de venues très probables d'eaux chlorurées calciques dans les niveaux de dolomie vacuolaire du lias dolomitique (LD2). Le lias dolomitique médian "LD2" a une épaisseur moyenne de 55 m. Il est formé d'une alternance de bancs de dolomies grises avec des passées de marnes grises et gris-foncé, légèrement dolomitiques.

C'est une formation caractérisée par une eau chlorurée calcique et une pression très élevée et il n'est pas possible de l'équilibrer par la pression hydrostatique sans provoquer des pertes : exemple du puits OMKZ#712 où les opérations de logging intermédiaire furent annulées suite à la manifestation du LD2.

Les problèmes de fluage des argiles causent des coincements 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, elles peuvent fluer et refermer le puits dans un temps très court, d'où la nécessité d'utiliser une densité supérieure à 2 (cas sur OMLZ#33 et OMLZ#322).

On signale aussi des problèmes de dépôt de sels lors du forage des couches salifères avec une boue à émulsion inverse. Un dépôt de sel se produit à l'intérieur de l'ensemble de fonds de puits ("bottom-hole assembly" ou BHA) (**Schlumberger, 2008**), au niveau de l'outil, des connexions, dans le moteur et le MWD ("Measurement While Drilling") (**Schlumberger, 2008**). Ce dépôt fait augmenter la pression de refoulement due à la restriction du diamètre de passage résultant de ce dépôt. Ce dernier se détecte soit par une perte de signal du MWD expliquée par un dépôt de sel au niveau du pulseur ou bien par une augmentation de la pression de refoulement, due à une restriction à l'intérieur de la BHA provenant d'un dépôt de sel sur les parois intérieures du BHA. A chaque fois que le problème se pose, le forage ne peut continuer. Pour pouvoir reprendre le forage, il est donc nécessaire de détruire le sel par un bouchon d'eau. Ceci occasionne une perte du temps (le temps de la manœuvre A/R et du changement du MWD) avec une facturation de tout endommagement sur le MWD.

**Phase 8<sup>3/8</sup>** : 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. Cette phase est entamée après la pose du casing 9<sup>5/8</sup>. L'interception par une vallée d'érosion à éruptif triasique peut perturber le tracé du puits. En 2005, 20 puits ont fait l'objet d'un changement de profil théorique ("well plan") suite à la découverte du réservoir plus haut ou plus bas que prévu.

Des coincements de garniture peuvent se produire pendant les manœuvres dans les formations carbonatées du turonien et du cénomaniens. Le turonien a une épaisseur qui varie entre 70 et 120 m. Il est formé d'une alternance de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux. Dans le cénomaniens, épais de 147 m, on remarque une alternance d'anhydrite et d'argiles brun-rouge, de marnes grises et de dolomies. La limite cénomaniens-albien coïncide avec le passage des séries gréseuses de l'albien vers les séries évaporitiques du cénomaniens. Les coincements fréquents causent beaucoup de problèmes tels que les back reaming et les battages : exemple du puits MD#Z566 où un instrument a été laissé au fond suite au dévissage de la garniture.

#### **Phase 6'' :**

Les pertes de boue dans le réservoir constituent une partie importante des incidents qui surviennent pendant la phase 6'' ; une difficulté subsiste dans la façon de contrôler ces pertes sans endommager le réservoir. Elles sont liées 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 ( $< 1\text{ m}^3/\text{h}$ ), pertes partielles ( $1 \text{ à } 6\text{ m}^3/\text{h}$ ) et pertes totales (supérieures à  $6\text{ m}^3/\text{h}$ ). Le problème des pertes au niveau du cambrien a touché plus de 40% des puits forés en horizontal (**Kadi et al., 2004**). Le volume perdu varie de quelques dizaines de  $\text{m}^3$  à plusieurs centaines de  $\text{m}^3$ . Par exemple, dans le cas du puits MDZ#576, le volume total s'est élevé à plus de  $2481\text{ m}^3$  avec l'injection de sept bouchons colmatants et plus de  $900\text{ m}^3$  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.

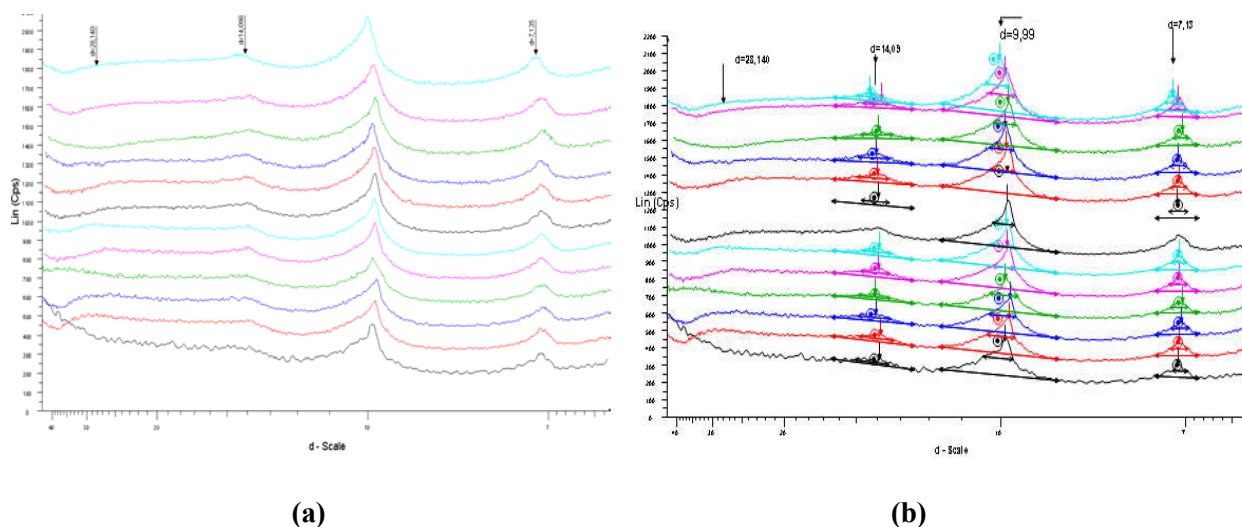
## **Annexe II**

**II.1 Techniques analytiques et appareillage** utilisés pour la caractérisation physico-chimique des différentes phases solides et des fluides utilisés :

- un diffractomètre à compteur de marque Philips PW 1710 utilisant un logiciel Bruker-AXS Diffrac plus 2000, pour la composition minéralogique. Pour la diffraction en "wet cell", un générateur Philips PW1730, avec un logiciel Bruker AXS,
- un microscope électronique à balayage Philips de type XL 20,
- un microscope électronique environnemental Philips XL 30 pour les analyses ESEM,
- un appareil de marque PHYWE, type vario El Elementar pour l'analyse organique élémentaire (C, H, O, N et S).
- pour les opérations de lavage des cuttings, 10 g de cuttings sont agités durant 15 min dans 50 mL de différents solvants: hexane (Panreac, 99% min., densité: 0,660 – 0,662), toluène (Panreac, 99,5%, densité: 0,865 – 0,870), gazole (de composition massique suivante : saturés : 65.40%, aromatiques : 32.84%, résines: 1.76% et asphaltènes : 0%), dichlorométhane et eau oxygénée.
- l'humidité a été déterminée par le suivi de la variation de masse des échantillons après 24 sous une température de  $105\text{ }^\circ\text{C}$ .
- la méthode au chlorure de cobaltihexammine (**Chauveteau, 1988**) pour la capacité d'échange cationique.
- un appareil Syntachrom (NOVA 2000) pour la surface spécifique par injection d'azote (méthode BET)
- un granulomètre laser type Mastersizer (Malvern) pour la granulométrie.
- un granulomètre laser Zétasizer 3000 HSa (Malvern) pour le potentiel  $\xi$ ,
- un appareil Turbiscan Online (Formulation) basé sur le principe de diffusion multiple de la lumière (transmission et rétrodiffusion) pour les mesures de transmission.
- un tensiomètre de type 3S (surface science studies) GBX, fonctionnant selon le principe de l'arrachement de la lame de Wilhelmy, pour les mesures des tensions interfaciales des solutions de polymères. Les mesures ont été effectuées à  $30^\circ\text{C}$ . L'étalonnage a été réalisé par la mesure de la tension superficielle de l'eau à la même température ( $\sigma = 71,35\text{ mN/m}$ ).
- Les caractéristiques rhéologiques et de filtration des fluides de forage ont été déterminées selon les recommandations API (**API, 2003**).

- Les mesures rhéologiques des solutions de polymères ont été réalisées à l'aide d'un rhéomètre rotatif à contrainte imposée (gradient de vitesse ou contrainte de cisaillement) (AR2000 TA Instruments). Le système utilisé est un système cône-plan où l'échantillon est placé entre un cône d'un rayon de 60 mm faisant un angle de 2° avec le plan Peltier (horizontal). Le choix du diamètre du cône et de son angle est fonction des conditions expérimentales et de la viscosité du matériau.

## II.2 Diffractogrammes wet cell RX



**Figure IIA.1 :** Diffractogrammes obtenus au cours du temps, sur l'échantillon de référence n°21, traversé par une solution de (a) glycol et (b) silicate

## Annexe III

### III.1 Test de stabilité électrique

#### 1) Principe

La stabilité électrique (SE) d'un fluide de forage à base d'huile (OBM) est reliée à la stabilité de l'émulsion et à sa capacité de mouillage par l'huile

La valeur de SE est déterminée par l'application d'un signal électrique sinusoïdal de tension croissante entre deux électrodes consistant en des plaques parallèles immergées dans le fluide. Le courant résultant reste faible jusqu'à une tension seuil à partir de laquelle il augmente très rapidement. Cette tension seuil, considérée comme la valeur de SE de l'OBM est définie comme la tension (valeur de crête) mesurée quand le courant atteint 61  $\mu$ A.

La composition chimique et l'histoire (contraintes de cisaillement subies) de l'échantillon gouvernent la valeur absolue de SE d'une manière complexe. Par conséquent, l'interprétation des propriétés mouillantes d'un fluide de forage uniquement à partir de valeurs de SE n'est pas suffisante. Seules des tendances concernant SE doivent être exploitées pour prendre des décisions.

## 2) Appareillage

a) **Testeur de stabilité électrique** avec les caractéristiques (spécifications) suivantes :

1. Forme du signal de sortie : sinusoïdale
2. Fréquence de sortie : 340 Hz  $\pm$  10 Hz
3. Unité en sortie : Volt crête
4. Pente de la rampe : 150 V/s  $\pm$  10 V/s, fonctionnement automatique
5. Gamme de tension en sortie : 3 à 2000 V (crête)
6. Courant de rupture : 61  $\pm$  5  $\mu$ A (crête)

b) **Electrodes**, avec les caractéristiques suivantes :

- 1) matériau protecteur résistant aux fluides à base d'huile jusqu'à 105 °C (220 °F)
- 2) matériau: métal résistant à la corrosion
- 3) diamètre : 3,18 mm  $\pm$  0,03 mm (0,125 in  $\pm$  0,001 in)
- 4) espacement (gap): 1,55 mm  $\pm$  0,03 mm (0,061 in  $\pm$  0,001 in) at 22 °C (72 °F).

NOTE : L'onde sinusoïdale choisie pour la montée en tension fournit un apport énergétique plus efficace au fluide : il en résulte des valeurs de SE beaucoup plus faibles (moins de la moitié) qu'avec la forme d'onde "à pointes" de l'instrument décrit dans les éditions précédentes de la norme 10414-2/RP 13B-2. La symétrie de l'onde sinusoïdale empêche aussi le dépôt de solides à la surface des électrodes et améliore la reproductibilité. Celle-ci est encore améliorée par une montée en tension automatique à vitesse fixée.

(Documentation fournisseur : [www.fann.com](http://www.fann.com))

### III.2 Principe de la méthode spectroscopique de fluorescence

La spectroscopie de fluorescence a une sensibilité cent à mille fois plus élevée que la spectroscopie d'absorption (**Ramaswamy, 1981**). Elle repose sur le principe suivant : l'illumination d'une molécule par une radiation de longueur d'onde appropriée conduit à l'absorption d'énergie lumineuse par la molécule qui passe ainsi à un état électroniquement excité. Comme cet état est instable, la molécule retourne rapidement à son état fondamental, en restituant l'énergie en excès. Si cette dernière est émise sous forme de lumière et dans un temps très bref (généralement entre  $10^{-10}$  et  $10^{-8}$  s), le phénomène est appelé "fluorescence".

Pratiquement, dans un spectrofluorimètre, le faisceau incident est une radiation dont on sélectionne la longueur d'onde à l'aide d'un monochromateur et que l'on envoie sur un échantillon. La lumière émise par l'échantillon est recueillie dans une direction perpendiculaire et analysée à l'aide d'un second monochromateur et d'un détecteur approprié. Elle est déplacée vers le rouge par rapport à la lumière excitatrice. Le spectre d'émission dépend de la nature de la molécule fluorescente et des interactions mises en jeu entre cette molécule et son voisinage (**Ellingsen et Féry-Forgues, 1998**).

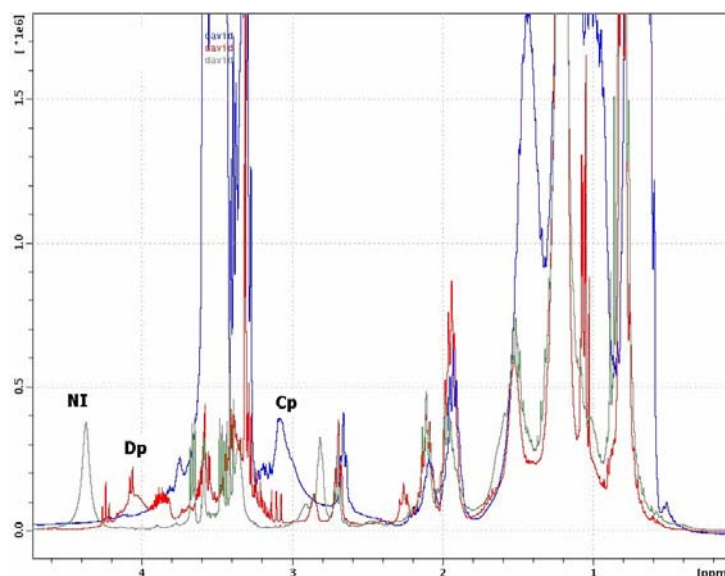
### III.3 Caractéristiques du gazole

**Tableau IIIA.1 : Caractéristiques physico-chimiques des gazoles**

Caractéristiques physico-chimiques	Gazole algérien	Gazole sans soufre NF EN 590 : 2004	Spécifications du gazole Norme algérienne NA 8110-1992
Masse volumique à 15°C, g/cm <sup>3</sup>	0,8321	De 0,820 à 0,845	de 0,810 à 0,860
°API	38,4		
Viscosité cinématique, cSt, à :			
20°C	4,615		9 cSt max
37,8°C	2,960		
40°C	2,001	De 2,00 à 4,50 mm <sup>2</sup> /s	
Point d'écoulement, °C	-29		Hiver -12 °C max
Point de congélation, °C	-32		Été -7°C max
Point d'éclair, °C	89,8		55°C min
Indice d'acidité, mg KOH/g	0,859		
Teneur en soufre	734 ppm	10.0 mg/kg max	2500 ppm max
Teneur en eau et sédiments, BSW, %Vol	<0.1		Traces non dosables
Teneur en eau par extraction, %Vol	Nulle	max 200 mg/kg	2.5 max
Couleur ASTM	4,5L		
Corrosion à la lame de cuivre (3h à 50°C)	1a	classe 1	
Indice de cétane	55,3	min 51,0 (mesuré)/ min 46,0 (calculé)	48 min
Température limite de filtrabilité, °C	-16	Classe E (max -15°C) Classe B (max °C)	
Facteur de caractérisation, Kuop*	11,90		
Masse molaire, g/mole	208		
Pouvoir calorifique supérieur, kcal/ kg	10 940		
Distillation ASTM			
Point initial , °C			
5 % Vol	207,9		
10 "	222,7		
20 "	230,1	% (v/v) récupéré à 350 °C :	
30 "	239,9		
40 "	249,5	85% min	65% Vol. 250°C min
50 "	259,6		90% Vol. 350°C max
60 "	270,8		Point Final 390°C max
70 "	282,5		
80 "	296,2		
90 "	312,7		
95 "	336,2		
Point Final, °C	355,8		
Distillat, % vol	362,9		
Résidu "	98,5		
Pertes "	0,6		
	0,9		

\* : facteur de caractérisation donné par une relation mathématique entre la masse volumique et la température d'ébullition, généralement déterminé à partir d'abaque

### III.4. Spectres RMN de quelques tensioactifs



**Figure IIIA.1 :** Spectres RMN des tensioactifs Cp, Dp et d'un tensioactif non ionique du commerce (NI)

## Annexe IV

### IV.1 Méthodes de détermination des propriétés pétrophysiques

Les échantillons 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 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. On contrôle la présence de sel dans la solution par le test à  $\text{AgNO}_3$ . Après lavage, les échantillons sont portés à l'étuve à  $65^\circ\text{C}$  pour séchage jusqu'à stabilisation du poids des échantillons dont la porosité et la perméabilité sont alors déterminées.

**a. Porosité à l'hélium** ou méthode d'expansion des gaz : La porosité est le rapport du volume des pores au volume total. La méthode repose sur les mesures séparées du volume total de l'échantillon et de celui des grains qui le composent. Initialement, le volume de la chambre seule est mesuré, puis l'échantillon est placé dans la chambre. Après un vide poussé, l'échantillon est pressurisé par l'hélium et le volume résiduel de la chambre contenant l'échantillon est de nouveau mesuré.

**b. Perméabilité** : Elle est calculée par la loi de Darcy selon la norme API RP 27 par la méthode Hélium blow down où le réservoir sélectionné, rempli d'hélium, se décharge à l'atmosphère en passant par le milieu poreux. Cette perméabilité doit être corrigée de l'effet dit Klinkenberg, selon les valeurs d'un tableau fourni par le constructeur.

### IV.2 Généralités sur les problèmes d'endommagement du réservoir de HMD

Les problèmes d'endommagement des réservoirs par les fluides de forage, complétion et "workover" (Schlumberger, 2008), et leur impact sur la production des puits pétroliers sont souvent évoqués par les différents intervenants sur le champ de HMD. Ils sont liés aux différents mécanismes suivants :

1. dépôt de sels solubles (ex. NaCl)

2. dépôt de sulfates : BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub> (incompatibilité des eaux d'injection avec l'eau de gisement), surtout dans la zone 1 du champ,
3. migration des fines : kaolinite et illite (minéraux essentiels dans le réservoir)
4. dépôt d'asphaltènes, surtout dans la zone 1,
5. colmatage par les fluides de forage : émulsification in situ, changement de mouillabilité, particules solides et additifs de la boue de forage,..
6. filtrat des ciments lors de l'opération de cimentation.

Du point de vue pratique, et concernant le type d'endommagement ("skin") qui affecte la productivité des puits du champ de HMD, on peut citer une panoplie de skins :

- skins engendrés par les opérations de forage, le "workover", le "snubbing" (**site web, Schlumberger, 2008**),
- la stimulation avec toutes les incompatibilités des agents et des produits chimiques utilisés,
- les dépôts organiques (asphaltènes), ou minéraux (NaCl ou BaSO<sub>4</sub>),
- les écoulements diphasiques,
- la récupération assistée et le maintien de pression avec des fluides dont la mobilité est différente (eau ou gaz),
- la fracturation hydraulique en cas d'échec (**Renard et Dupuy, 1991 ; Frick et Economides, 1993 ; Engler et al., 1995 ; Yan et al., 1997**).

Afin de remédier aux problèmes d'endommagement et des pertes de circulation au niveau du réservoir des puits de HMD, l'introduction du forage horizontal depuis 1993, a permis une augmentation de la production, une amélioration du taux de récupération, et offre la possibilité de traverser les différentes barrières de perméabilité du champ. Depuis 2000, un programme de forage en "underbalanced drilling" (UBD)(**Schlumberger, 2008**), a été aussi lancé. Dans le champ de Hassi-Messaoud, plusieurs zones sont déplétées et le forage conventionnel provoque des pertes de circulation significatives dans les "payzones" (formations renfermant des hydrocarbures). Les forages en UBD ont les avantages de diminuer l'endommagement du réservoir, de réduire les pertes de circulation, d'augmenter les vitesses de pénétration et la durée de vie des outils de forage ainsi que l'opportunité d'évaluer le potentiel du réservoir pendant le forage.

En plus des autres opérations classiques de stimulation des puits (lavage, grattage et traitement matriciel par acidification des puits endommagés), des opérations de fracturations hydrauliques ont été menées dans l'objectif d'améliorer la productivité des puits de HMD.

Il est à signaler que la réussite de cette technique nécessite un travail multidisciplinaire faisant intervenir la géologie, la pétrophysique, la géomécanique et l'ingénierie des réservoirs.

### **IV.3 Etude structurale des émulsions et des argiles organophiles par diffraction des RX et Diffusion aux Petits Angles des Neutrons**

La diffusion aux petits angles rend compte à l'intérieur d'un domaine de taille comprise entre 1nm et 100nm, de la structure, de la morphologie et de la distribution de phases, chacune caractérisée par une densité moyenne de longueurs de diffusion neutroniques ou électroniques (Diffusion des Neutrons aux Petits Angles ou Diffusion des rayons X aux Petits Angles) (**Lindner et Zemb, 1991**). Appliquées à l'étude des argiles à l'état colloïdal ou en tant que charges dans les nanocomposites, elle permet d'obtenir l'espacement interfoliaire, l'épaisseur des particules, leur morphologie et si la dimension des particules est compatible avec l'échelle d'étude, la distribution des particules dans le volume (**Cohaut et Tchoubar, 2006**).

Ces systèmes argileux peuvent être étudiés en utilisant une source de neutrons (DPAN) ou de rayons X (DPAX). Les expériences de Diffusion des Neutrons aux Petits Angles (DNPA) ont été réalisées sur l'une des lignes de diffusion aux petits angles (PAXY) du réacteur nucléaire Orphée (12Mégawatts). Ce réacteur, situé au Centre d'Etudes Nucléaires de Saclay (CEA), est géré par le Laboratoire Léon Brillouin (LLB).

Pour les expériences de DNPA, les émulsions et les poudres remplissent des cellules plates en quartz de 2mm d'épaisseur. La durée d'acquisition est d'au moins 2h.

Pour chaque spectre, l'intensité  $d\sigma/d\Omega$  est exprimée à l'échelle absolue (en  $\text{cm}^{-1}$ ) en fonction de la norme  $q$  du vecteur d'onde tel que  $q = 4\pi \sin\theta/\lambda$ ,  $2\theta$  étant l'angle de diffusion et  $\lambda$  la longueur d'onde. Le domaine du vecteur de diffusion accessible sur cette ligne expérimentale est  $q_{\min} = 0.04 \text{ nm}^{-1}$  et  $q_{\max} = 4 \text{ nm}^{-1}$ , ce qui permet d'étudier les fluctuations de densités neutroniques à une échelle d'observation  $D = \pi/q$  comprise environ entre 0.8 nm et 80 nm. Cette plage d'observation est obtenue en raccordant 3 spectres réalisés avec 3 couples longueur d'onde/distance échantillon-détecteur, respectivement  $12\text{Å}/6.5\text{m}$ ,  $6\text{Å}/3\text{m}$ ,  $4\text{Å}/1.2\text{m}$ .

Afin de modéliser la diffusion des spectres, la densité moyenne des longueurs de diffusion  $\bar{\rho}_N$  doit pouvoir être calculée pour chaque phase présente dans l'échantillon. Pour une phase de masse volumique  $\rho$ , contenant une fraction  $n_i$  d'atomes  $i$ , de masse molaire  $M_i$  et de longueur de diffusion neutronique cohérente  $b_i$ ,  $\bar{\rho}_N$  est obtenu par la relation :

$$\bar{\rho}_N = \rho \cdot N_A \frac{\sum_i n_i b_i}{\sum_i n_i M_i}$$

dans laquelle  $N_A$  est le nombre d'Avogadro.

Intensité diffusée par un empilement de disque à structure cœur-couche.

L'état de dispersion des particules d'argile organophile dans le gazole a été décrit en considérant un modèle de diffusion dans lequel les particules, distribuées aléatoirement dans un solvant, sont constituées par l'empilement de  $N$  disques de rayon  $R$ , chaque disque possède une structure couche-cœur. Le feuillet alumino-silicaté représente le cœur, d'épaisseur  $H$  et le tensioactif, la couche adsorbée de chaque côté du feuillet, d'épaisseur  $D$ . Dans l'empilement, la distance moyenne entre deux feuillets alumino-silicatés est égale à  $d = H + 2D$ . On suppose que  $d$  peut varier selon une distribution gaussienne, de déviation standard  $\sigma(d)$ . L'expression de l'intensité diffusée par un ensemble de particules constituées par l'empilement de disque à structure cœur-couche (**Kratky et Porod, 1949**) est donnée ci-dessous :

$$\frac{d\sigma}{d\Omega}(q) = N \cdot \int_0^{\pi/2} [(\rho_{N1} - \rho_{Ns})(V_t \cdot f_t(q, \phi) - V_c f_c(q, \phi)) + (\rho_{Nc} - \rho_{Ns})V_c f_c(q, \phi)]^2 S(q) \sin \phi d\phi + bkg$$

$\rho_{Nc}$ ,  $\rho_{N1}$  and  $\rho_{Ns}$  représente respectivement les densités moyennes de longueur de diffusion du coeur, de la couche et du solvant.  $V_t$  et  $V_c$ , sont respectivement le volume total du disque et le volume du coeur.  $f(q, \phi)$  est le facteur de structure d'une particule cylindrique avec  $\phi$ , l'angle entre  $q$  et le plus grand axe.  $f_c(q)$ , le facteur de structure du cœur du disque et  $f_t(q)$ , le facteur de structure du disque entier sont donnés par les expressions :

$$f_c(q, \phi) = \frac{\sin(q(\frac{H}{2}) \cos \phi)}{q \frac{H}{2} \cos \phi} \left( \frac{2J_1(qR \sin \phi)}{qR \sin \phi} \right)$$



$$f_t(q, \phi) = \frac{\sin(q(D + \frac{H}{2}) \cos \phi)}{q(D + \frac{H}{2}) \cos \phi} \left( \frac{2J_1(qR \sin \phi)}{qR \sin \phi} \right)$$

Ce modèle de diffusion est inclus dans les macros Irena1, développées pour le traitement des données de diffusion aux petits angles (Ilavsky et Irina, 2003) et utilisable par le logiciel IGOR (Wavemetrics inc.). Les profils de diffraction des deux argiles organophiles (VG69) et (OMt), ont d'abord été enregistrés à l'état de poudre sèche en mode transmission (Philips : générateur PW 1830 et goniomètre PW3020) avec la longueur d'onde du cuivre  $\lambda_{CuK\alpha} = 1.5405$

#### IV.4 Détails de la modélisation

##### IV.4.1 Description du modèle utilisé

###### a. Distribution du filtrat

Pour caractériser le filtrat du fluide dans la zone envahie, on doit prendre en considération la distribution du filtrat dans la zone envahie. La concentration du filtrat dépend des caractéristiques de la formation, la porosité de la formation, la vitesse du fluide et le temps. La relation entre ces différents variables est donnée par :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rD \frac{\partial C}{\partial r}) - \frac{u}{\phi(1 - S_{or})} \frac{\partial C}{\partial r} = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (1)$$

Cette relation peut être présentée sous la forme suivante :

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{1}{r} \left( r \frac{\partial D}{\partial r} + D \frac{\partial r}{\partial r} \right) \frac{\partial C}{\partial r} + rD \frac{\partial^2 C}{\partial r^2} - \frac{u}{\phi(1 - S_{or})} \frac{\partial C}{\partial r} \quad (2)$$

où :

$$u = \frac{q(t)}{2\pi rh} \quad \text{et} \quad D = fu^g \quad (3a \text{ et } 3b)$$

Après substitution des équations, nous obtenons l'équation suivante :

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \left[ \frac{1}{r} \left( f(1-g) \left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)^g \right) - \frac{\left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)}{\phi(1 - S_{or})} \right] \frac{\partial C}{\partial r} + f \left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)^g \frac{\partial^2 C}{\partial r^2} \quad (4)$$

Cette dernière peut être écrite sous la forme suivante :

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \alpha \frac{\partial C}{\partial r} + \delta \frac{\partial^2 C}{\partial r^2} \quad (5)$$

$$\alpha = \left[ \frac{1}{r} \left( f(1-g) \left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)^g \right) - \frac{\left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)}{\phi(1 - S_{or})} \right] \quad (6) \quad \text{et} \quad \delta = f \left( \frac{q(t)}{2\pi rh} \right)^g \quad (7)$$

En appliquant la méthode des différences finies, l'équation de la concentration sera :

$$A'_i C_{i-1}^{t+1} + B'_i C_i^{t+1} + C'_i C_{i+1}^{t+1} = -C_i^t$$

Où :

$$A'_i = (\delta_i^{t+1} \eta - \alpha_i^{t+1} \zeta)$$

$$B'_i = -(2\delta_i^{t+1} \eta + 1)$$

$$C'_i = (\delta_i^{t+1} \eta + \alpha_i^{t+1} \zeta)$$

$$\eta = \frac{\Delta t}{(\Delta r)^2} \tag{8}$$

$$\zeta = \frac{\Delta t}{2\Delta r}$$

Les conditions aux limites sont :

Conditions initiales

A t=0

$C_i = C_{i0}$                      $i=0$

$C_i = 0$ ,                         $i=1,2,\dots,N$

Les conditions externes et internes :

T=1,2,...,TMAX et  $q > 0$

$C_i = C_f$                      $i = 0$

$C_i = 0$                          $i = r_e$

Pour  $i=1,2,3,\dots,N$ , nous obtenons une matrice linéaire :

$$\begin{bmatrix} B'_1 & C'_1 & 0 & \textcircled{\Lambda} & \textcircled{\Lambda} & 0 \\ A'_2 & B'_2 & C'_2 & 0 & \textcircled{\Lambda} & 0 \\ 0 & A'_2 & B'_2 & C'_2 & 0 & 0 \\ \textcircled{M} & 0 & 0 & 0 & 0 & \textcircled{M} \\ 0 & \textcircled{\Lambda} & 0 & A'_{N-1} & B'_{N-1} & C'_{N-1} \\ 0 & \textcircled{\Lambda} & \textcircled{\Lambda} & 0 & A'_N & B'_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1^{t+1} \\ C_2^{t+1} \\ C_3^{t+1} \\ \textcircled{M} \\ C_{N-1}^{t+1} \\ C_N^{t+1} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} C_1^t + A'_1 C_{in} \\ C_2^t \\ C_3^t \\ \textcircled{M} \\ C_{N-1}^t \\ 0 \end{bmatrix}$$

### b. Réduction de la perméabilité dans la zone endommagée

La distribution de la concentration du filtrat dans la zone envahie donne une magnitude de la saturation en eau dans cette zone. C'est-à-dire que l'invasion du va augmenter la saturation en eau dans la zone envahie, ce qui va diminuer la perméabilité relative de la phase déplacée. Ce problème va causer une sévère perte de la production du réservoir.

Le changement de la saturation en eau est fonction de la concentration du filtrat dans la formation, laquelle est liée à la saturation en eau irréductible et à la saturation en huile résiduelle.

$$S_{mud}(r) = C_f(r) (S_{w,max} - S_{w,min}) + S_{w,min} \tag{9}$$

Le calcul de la saturation de la boue, nous permet de calculer relative en huile :

$$K_{ro} = K_{ro,max} \left( \frac{1 - S_{mud} - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{no} \tag{10}$$

La valeur moyenne de la perméabilité est calculée comme suit :

$$\bar{K}_d = \frac{(r_{d,1} - r_w)K_{d,1} + (r_{d,2} - r_{d,1})K_{d,2} + \dots + (r_d - r_{d,n})K_{d,n}}{(r_d - r_w)} \quad (11)$$

A la fin le facteur Skin est estimé par la formule suivante :

$$S = \frac{K_{eff}}{K_{d,eff}} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \quad (12)$$

Le flux du filtrat initial est déterminé par l'équation suivante :

$$\frac{dx_c}{\partial t} = aq(t) + b \quad (13)$$

Où

$$a = -1/2 \frac{C_{solide}}{\rho c (-1 + \phi_c) r_c . h} \quad (14)$$

$$b = \frac{k_\tau \cdot \tau}{\rho_c (-1 + \phi_c)} \quad (15)$$

L'application de l'équation de Darcy donne l'équation du gradient de pression de l'écoulement radial du système :

$$\frac{dp}{\partial r} = - \frac{u_\tau \cdot \mu}{k} \quad (16)$$

L'intégration de l'équation entre  $p_w \dots p_e$ ,  $r_w \dots r_e$ , à  $t=0$ ,  $x_c=0$ , donne :

$$P_w - P_e = \frac{1}{2} \frac{q_0 \mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\pi h K} \quad \text{avec } q_0 \text{ débit de filtration initial} \quad (17)$$

L'intégration de l'équation de Darcy entre  $p_w(x_{c>0}) \dots p_e$ ,  $r_w(x_{c>0}) \dots r_e$ , à  $t=t$ ,  $x_c=x_c(t)$  donne :

$$P_{w(x_{c>0})} - P_e \text{ donne : } p_w - p_e = \frac{1}{2} \frac{q(t) \mu (\ln(r_e / r_w) + \frac{k \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c(t)}\right)}{r_w - x_c(t)})}{\pi . h . k} \quad (18)$$

L'intégration de l'équation de Darcy entre  $p_w(x_{c>0}) \dots p_e$ ,  $r_w(x_{c>0}) \dots r_e$  à  $t=t$ ,  $x_c = x_c(t)$  où  $p_w(x_{c>0})$  est la pression à la surface du cake. Avec l'hypothèse que la pression du réservoir et celle au niveau du puits sont constantes durant la formation du cake, les équations (15) et (16) seront identiques à chaque temps  $t$ .

Le débit d'invasion du fluide peut être déterminé par la combinaison des équations (17) et (18), ce qui donne :

$$q(t) = \frac{q_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) K_c}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) K_c + K \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c(t)}\right)} \quad (19)$$

Le débit de filtration change en fonction du temps, la substitution de l'équation (19) dans l'équation (13) donne :

$$\frac{\partial x}{\partial t} = \frac{\left(\frac{1}{2} \frac{q_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) K_c C_{solid}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) K_c + K \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c(t)}\right)} - k_\tau \tau\right) \pi r_c h}{(1 - \Phi_c) \rho_c} \quad (20)$$

L'équation (20) peut s'écrire :

$$x_c(t + \Delta t) - x_c(t) = \frac{\left(\frac{1}{2} \frac{q_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) k_c C_{solid}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) k_c + k \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c(t)}\right)} - k_\tau \tau\right) \Delta t}{(1 - \Phi_c) \rho_c} \quad (21)$$

où  $t=0,1,2,\dots,(TMAX-\Delta t)$ . TMAX est le temps d'exposition maximum pour un intervalle donné.

L'équation (21) est utilisée pour calculer l'épaisseur du cake. Par exemple, si le l'intervalle de temps est égale à 1,  $x_c$  à  $t=1$  peut être calculée lorsque  $q_0$  et  $x_c$  à  $t=0$  sont connues.

Le débit de filtration après le temps suivant peut être calculée après l'estimation de l'épaisseur du cake.

L'équation (19) pour le temps suivant peut être exprimée par :

$$q(t + \Delta t) = \frac{q_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) k_c}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) k_c + k \ln\left(\frac{r_w}{r_w - x_c(t + \Delta t)}\right)} \quad (22)$$

où  $t=0,1,2\dots (TMAX - \Delta t)$ .

Enfin, la réduction de la perméabilité et le calcul de la saturation en huile, la saturation en eau, les perméabilités relatives ainsi que le skin seront déterminés par les équations (13 à 17) développés dans le texte.

**IV.4.2 Données utilisées**

**Tableau IV.2.1 : Valeurs des données utilisées dans le modèle**

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeur</b>
<b>r<sub>w</sub></b>	Rayon du puits	M	7,5.10 <sup>-2</sup>
<b>r<sub>e</sub></b>	Rayon d'invasion	m	40.10 <sup>-2</sup>
<b>P<sub>e</sub></b>	Pression de la zone envahie	Pa	117,679.10 <sup>5</sup>
<b>P<sub>w</sub></b>	Pression du puits	Pa	294,199.10 <sup>5</sup>
<b>η</b>	Viscosité de la boue	Pa.s	30
<b>h</b>	Epaisseur du réservoir	m	10
<b>K</b>	Perméabilité	m <sup>2</sup>	1. 10 <sup>-15</sup>
<b>K<sub>c</sub></b>	Perméabilité du cake	m <sup>2</sup>	1.10 <sup>-21</sup>
<b>C<sub>mud</sub></b>	Concentration de la boue	kg/m <sup>3</sup>	1090
<b>C<sub>f</sub></b>	Concentration du filtrat	kg/m <sup>3</sup>	1000
<b>n<sub>0</sub></b>	Indice d'écoulement	sans	2
<b>Φ<sub>c</sub></b>	Porosité du cake	sans	0,4
<b>ρ<sub>c</sub></b>	masse volumique du cake	kg/m <sup>3</sup>	2440
<b>Φ</b>	Porosité de la formation	sans	0,1
<b>S<sub>or</sub></b>	Saturation résiduelle à l'huile	sans	0,8
<b>S<sub>w</sub></b>	Saturation en eau	sans	0,2
<b>S<sub>wi</sub></b>	Saturation irréductible en eau	sans	0,1
<b>K<sub>romax</sub></b>	Perméabilité relative à l'huile maximale	sans	1
<b>f</b>	Coefficient de l'équation D = fμ <sup>g</sup>	L <sup>2-g</sup> /T <sup>1-g</sup>	1,25
<b>g</b>	Constante empirique de l'équation D=fμ <sup>g</sup>	sans	51,7
<b>ΔP =P<sub>w</sub>-P<sub>e</sub></b>	Pression différentielle	Pa	176,52.10 <sup>5</sup>

**IV.4.3 Programme utilisé**

**Programme (Matlab) pour calculer l'épaisseur du cake, la vitesse de filtration, la perméabilité relative et le skin**

*Programme pour calculer l'épaisseur du cake et la vitesse de filtration*

Entrer les données initiales

rw=7.5\*10<sup>-2</sup>;

re=40\*10<sup>-2</sup>;

Pe=117.6798\*10<sup>5</sup>;

Pw=294.1995\*10<sup>5</sup>;

mu=30;

```

h=10;
Kf=1*10^-15;
Kc=1*10^-21;
Cmud=1090;
Cf=1000;
K1=1;
Phic=0.40;
rauc=2440;
f=1.25;
g=51.7;
phi=0.1;
Sor=0.8;
SW=0.20;
Swi=0.10;
Kromax=1;
no=2;
DP=Pw-Pe;
%KTAUX=K1*5.099*10^-2;
KTAUX=K1*50.099*10^-2;
% Calcul de Csolid
Csolid = Cmud - Cf;
% La valeur initiale de xc
n=40;
%for t=0:n-1
%Qo=(2*pi*(DP)*h*Kf)/(mu*(10^-3)*log(re/rw));
Xc=0;
rc = rw - Xc;
%n=20;

R=1;
ro=0;
to=0;
format short
% for r=1:n
% R=r-1;
%toto(r)=R;
for r=1:n
    Qo=(2*pi*(DP)*h*Kf)/(mu*(10^-3)*log(re/rw));
    for t=0:n-1
        torol(t+1)=t;
        if rw~=0|rw~=Xc,
            rc = rw - Xc;

            terme1=Qo*log(abs(re/rw))*Kc*Csolid;
            terme2=log(abs(re/rw))*Kc;
            terme3=Kf*log(abs(rw/(rw-Xc)));

```

```

terme4=(terme2+terme3)*pi*rc*h;
terme5=0.5*(terme1/terme4);
terme6=(terme5-KTAUX)*((t-to)) ;
y=Xc;%tr9(t)=y;
Xc=(y+(terme6/((1-Phic)*rauc)));
%if t==n
    % t=t-1;
ter(t+1)=abs(Xc);z=Xc-y;tr8(t+1)=abs(z);
%Q=(Qo*60*log(re/rw)*Kc)/(log(abs(re/rw))*Kc + (Kf*log(abs(rw/(rw-Xc)))));%*(10^6)*60;
termes1=Qo*60*log(re/rw)*Kc;
termes2=log(abs(re/rw))*Kc;
termes3=Kf*log(abs(rw/(rw-Xc)));
Q=termes1/(termes2+termes3);
ter1(t+1)=abs(Q);

```

end

```

MAT(r,t+1)=ter(t+1);
%mat1(r,t+1)=tr8(t+1);
mat(r,t+1)=ter1(t+1);
if r==1 %& mu==1
toro(t+1)=MAT(r,t+1);
% toro1(t+1)=mat(r,t+1);
toro2(t+1)=mat(r,t+1);

```

end

```

% to=t;
% end
%end

```

%-----

### *ESTIMATION DU SKIN*

% Calcul des indices

```

lyn1=(Q/(2*pi*60*r*(10^-2)*h))^g;
lyn2=f*(1-g);
lyn3=(1/r*(10^-2))*lyn1*lyn2;
rez1=Q/(2*pi*r*60*(10^-2)*h);
rez2=phi*(1-Sor);
Alpha=lyn3-(rez1/rez2);
Beta=f*((Q/(2*pi*r*60*10^-2*h))^g);
Eta=((t-to)/(((10^-2)*(r-ro))^2));
Teta=((t-to)/(10^-2)*2*(r-ro));

```

% Calcul des coefficients de la matrice

```

A=abs(Beta*Eta - Alpha*Teta);ter6(r)=A;
B=-abs((2*Beta*Eta)+1);ter3(r)=B;
C=abs((Beta*Eta) + (Alpha*Teta));tr5(r)=C;

```

```

%-----
if r==1
    c(r)=Cf;
    b(r)=-(ter6(r)*Cf);
elseif r<=n
    c(r)=0;
    b(r)=c(r);
elseif r==n
    c(r)=0;
    b(r)=c(r);

elseif t>0|Q>0
    if r==1 c(r)=Cf;
    b(r)=-(ter6(r)*Cf);
    elseif r==n b(r)=0;
    end
end
%-----
%FIN DU TEST.
%-----
to=t;
%Qo=Q/60;
end
ro=r;
Xc=0;
%
end

for P=1:n
    r=P+1;
    M(P,P)=ter3(P);
    if r<=n
        M(P,r)=tr5(P);end
    if r<=n
        M(P+1,P)=ter6(r);end
end

%for w=1:n
term=(inv(M)*b');
b1=term';
%end
%b=b*10^3;
%-----
Courbe de la concentration en fonction du rayon d'endommagement
%-----
    subplot(2,2,1);

```



```

plot(b1,'r');
title('Filtrat/rayon d'endommagement');
ylabel('Concentration du filtrat en (g/m3)');
xlabel('Rayon d'endommagement (m)');
%warning on;
%-----
%-----
%CALCUL DU SKIN
%-----
%CALCUL DE LA SATURATION
som=0;
Keff=1;
r1=1;
%hold on;
for r2=1:n
Sb(r2)=(b1(r2)*(SW-Swi))+Swi;
Kro(r2)=Kromax*(((1-Sb(r2)-Sor)/(1-Swi-Sor))^no);
%-----
%Courbe DE LA PERMEABILITE RELATIVE EN FONCTION DU RAYON
%D'ENDOMMAGEMENT
%-----

subplot(2,2,2);
plot(Kro,'r');
title('Kro en fonction du rayon d'endommagement');
ylabel('Perméabilité relative de l'huile(m2)');
xlabel('Rayon d'endommagement (m)');

if r2==1
som=som+(r2*(10^-2)-rw)*Kro(r2);
Kd(r2)=som+(r2*(10^-2)-rw)*Kro(r2);
SKIN(r2)=((Keff/Kd(r2))-1)*log(n*(10^-2)/rw);
else
som=som+(r2*(10^-2)-r1*(10^-2))*Kro(r2);
Kd(r2)=som+(r2*(10^-2)-r1*(10^-2))*Kro(r2);
SKIN(r2)=((Keff/Kd(r2))-1)*log(n*(10^-2)/rw);
r1=r2;
end
subplot(2,2,3)
plot(SKIN,'r');
title('SKIN en fonction du rayon d'endommagement');
ylabel('SKIN ');
xlabel('Raron d'endommagement en cm');
end
subplot(2,2,2)
plot(toro1,toro,'r');

```

```

title('Épaisseur du cake en fonction du temps');
ylabel('Épaisseur du cake (m)');
xlabel('Temps(min)');
subplot(2,2,1);
plot(toro1,toro2,'r');
title('Débit d'écoulement en fonction du temps');
ylabel('Débit (m3/min)');
xlabel('Temps( min)');
    
```

## Annexe V

### V.1. Dosage des hydrocarbures totaux par Infrarouge

#### Mode opératoire:

L'échantillon doit être homogénéisé avant pesée (de l'ordre de 2g/L)

#### Extraction :

- fixer les cartouches aux adaptateurs.
- peser les échantillons dans les cartouches.
- placer une boule de coton hydrophile au-dessus de l'échantillon et mettre en place les cartouches dans l'unité d'extraction.
- mettre sur position "boiling". Les cartouches sont immergées dans le solvant CCl<sub>4</sub> à 160°C ; le temps d'immersion (20-30 min) dépend du type de l'échantillon.

#### Récupération

- après rinçage de l'échantillon avec CCl<sub>4</sub>, récupérer les extraits, ces derniers sont passés sur Florisil et Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

Les volumes recueillis sont mesurés dans des éprouvettes graduées de 100 mL.

#### Mesure de la concentration des extraits en hydrocarbures

- l'extrait est introduit dans une cuve en quartz de 1cm d'épaisseur, il est ensuite analysé par spectrométrie IR.
- le logiciel CxHx nous donne la concentration en hydrocarbures recherchée (en mg/kg).

### V.2 Analyse minéralogique des cuttings contaminés et du sol de HMD non contaminé

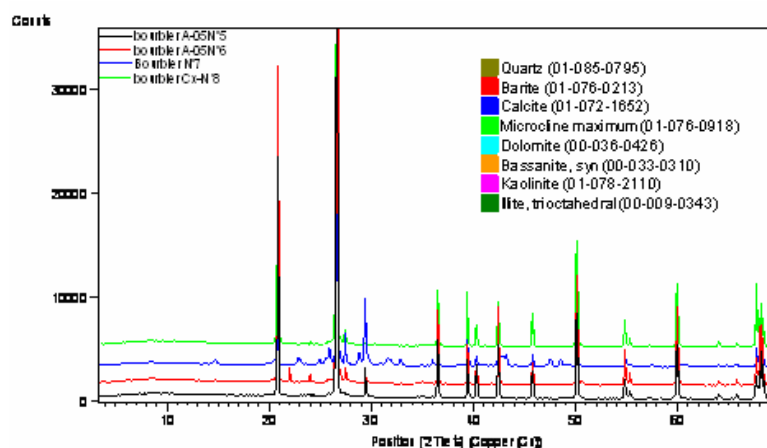
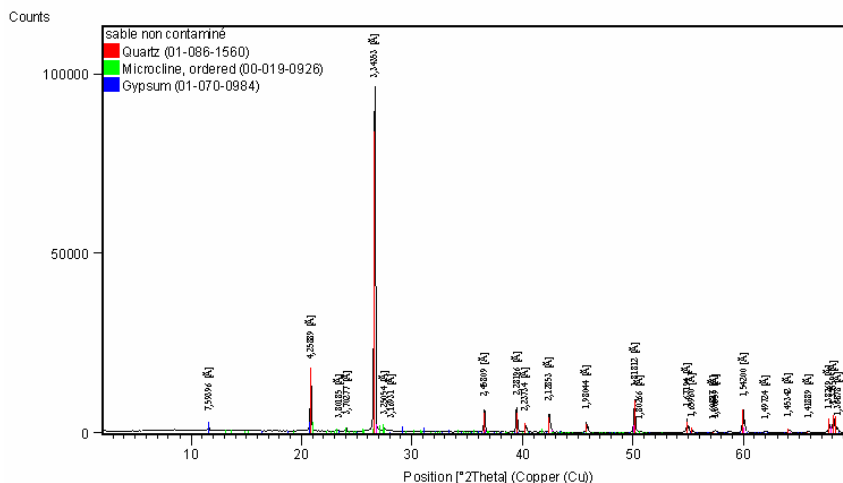


Figure VA.1 : Analyse minéralogique des cuttings contaminés



**Figure VA.2 : Analyse minéralogique du sol non contaminé**

### V.3. Identification Microbiologique

#### V.3.1 Composition des milieux

##### Milieu M1 :

Le milieu M1 est le milieu choisi pour l'isolement et la purification des souches. C'est un milieu qui contient une base en sels minéraux et une source de carbone et d'énergie : le gazole. Pour 1 L d'eau distillée il renferme :

$K_2HPO_4$  (5 g),  $KH_2PO_4$  (5 g),  $MgSO_4$  (2 g), NaCl (0,1g),  $NaNO_3$  (5g), extrait de levure (3 g), agar-agar (18 g), glucose (15 g). Son pH est de 6,5.

Le milieu ainsi obtenu doit être chauffé à 60°C sous agitation pendant 1 h pour un bon mélange de ses constituants ; après ajustement du pH le milieu est stérilisé dans l'autoclave à 120°C pendant 20 min. L'ajout de l'hydrocarbure (gazole) à une concentration de 2% doit se faire après la stérilisation pour éviter sa volatilisation.

##### Milieu de conservation :

Le milieu de conservation présente la même composition que le milieu d'isolement. La différence réside dans l'utilisation du fructose en remplacement du glucose, vu sa lente dégradation permettant une durée maximale de conservation. Il est constitué de :

$K_2HPO_4$  (5 g),  $KH_2PO_4$  (5 g),  $MgSO_4$  (2 g), NaCl (0,1g),  $NaNO_3$  (5g), extrait de levure (3 g), agar-Agar (18 g), fructose (1%), le tout pour 1 l d'eau distillée. Son pH est de 6,5.

**V.3.2 Observation macroscopique**

**Tableau VA.1 : Résultats de l'observation macroscopique**

<b>Souche</b>	<b>Consistance</b>	<b>Surface</b>	<b>Opacité</b>	<b>Contour</b>	<b>Elévation</b>	<b>Forme</b>	<b>Couleur</b>	<b>Diamètre</b>
<b>104</b>	visqueuse	lisse	translucide	régulière	convexe	régulière	crème	> 1mm
<b>111</b>	visqueuse	lisse	translucide	régulière	convexe	régulière	beige	1mm
<b>1136</b>	crémeuse	sèche	translucide	régulière	convexe	ronde	rouge	2mm
<b>135</b>	visqueuse	rugueuse	translucide	irrégulière	convexe	irrégulière	blanche	2mm
<b>136</b>	crémeuse	lisse	opaque	irrégulière	plate	extensive	blanche	2mm
<b>137</b>	crémeuse	lisse brillante	opaque	régulière	convexe	ronde	jaune	> 2mm
<b>139</b>	visqueuse	lisse brillante	translucide	régulière	convexe	ronde	blanche	3mm
<b>142</b>	crémeuse	lisse brillante	opaque	régulière	convexe	ronde	beige	2mm
<b>152</b>	crémeuse	lisse	opaque	régulière	convexe	ronde	Jaune blanchâtre	1mm

**V.3.3 Observation microscopique**

**Tableau VA.2 : Résultats de l'observation microscopique des souches isolées**

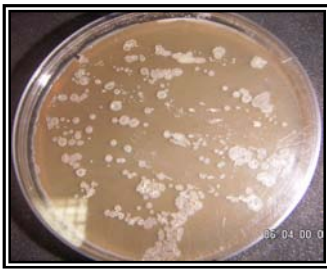
Souche	Présence de spores	Etat frais	Coloration de Gram		
		Mobilité	Arrangement	Forme des cellules	Gram
104	/	+	isolées en paires et en chaînettes	colibacilles à tendance cocci	-
111	/	+	isolées et en amas	colibacilles	-
1361	/	+	/	ovales allongés avec bourgeonnement	/
135	+	+	isolées et en paires	colibacilles	+
136	+	+	isolées et en paires	colibacilles	+
137	/	-	isolées et en amas	cocci	+
139	+	+	isolées en paires	bacille	+
142	/	-	/	ovales allongés avec bourgeonnement	/
152	/	+	isolées en paires et en amas	cocci	+

**V.3.4 Résultats des tests biochimiques**

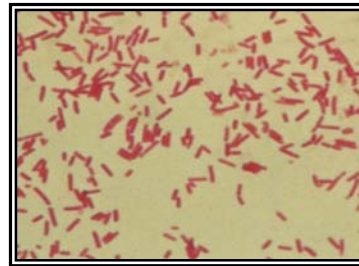
**Tableau VA.3 : Résultats des tests biochimiques des souches isolées**

152	139	137	136	135	111	104	Souche	
							Tests	
AAF	AAF	AS	AS	AAF	AAF	AAF	Type respiratoire (VF)	
+	+	+	+	+	+	+	Catalase	
-	-	-	-	-	-	-	Oxydase	
+	+	+	+	+	+(PZ)	+(PZ)	Nitrate réductase	
+	+	-	-	+	+	+	Gluc.	Milieu TSI
+	+	+	-	+	+	+	Lac/Sac	
-	-	-	-	-	-	-	H <sub>2</sub> S	
-	-	-	-	-	-	+	Gaz	
+	+	+	+	+	+	+	B-galactosidase (ONPG)	
-	+	-	-	-	+	+	Citrate perméase.	
-	+/-	-	-	+	-	+	Mannitol	Milieu Mannitol/mobilité.
-	+	-	+	+	+	+	Mobilité	
-	-	-	-	-	-	+	Gaz	
-	+	+	-	+	-	+	VP	
+	-	-	-	-	-	-	RM	Milieu clark lubs
+	-	+/-	-	+	+/-	+	ADH	Milieu moeller
-	+	-	-	-	+/-	-	LDC	
-	+	-	-	+	-	+	ODC	
-	-	+	-	-/+	+/-	+	Uréase	
-	+	+	+	+	+	-	TDA	Milieu urée/Indol
-	-	-	-	-	-	-	Indole	Métabolisme protéique.
-	-	-	-	-	-	-	King A	
-	-	-	-	-	-	-	King B	
OF	OF	O	O	OF	OF	OF	Mevag	

AS : aérobie stricte / AF : aérobie facultatif / AAF : aéroanaérobie facultative / + : résultat positif - : résultat négatif / O : Oxydatif / OF: Oxydatif et fermentatif / PZ: poudre de zinc.

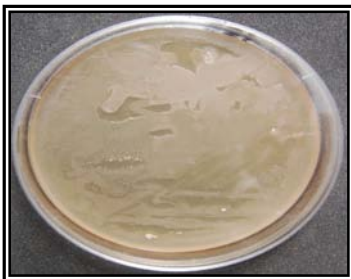


(a)

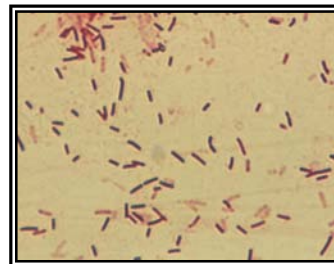


(b)

**Figure VA.1** : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b)  
(après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 135



(a)

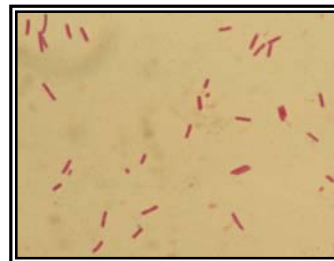


(b)

**Figure VA.2** : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b)  
(après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 136



(a)



(b)

**Figure VA.3** : Aspect macroscopique (a) et microscopique (b)  
(après coloration de Gram au grossissement GR×100) de la souche 139

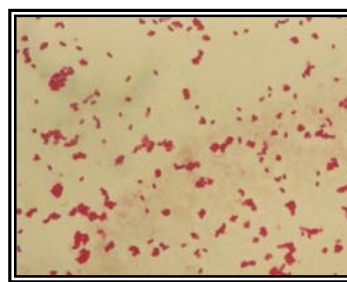
Les souches 135, 136 et 139: présentent une morphologie en bacille à gram positif, avec présence de spore, la catalase positive et oxydase négatif ; ces caractéristiques sont communes au genre *Bacillus*. Les souches sont nommées *Bacillus* sp.

#### **Classification des espèces : 135,136 et 139**

Domaine : Bacteria., Phylum : Proteobacteria, Classe : Bacilli, Ordre : Bacillales, Famille : Bacillaceae, Genre : *Bacillus*., Espèce: *Bacillus*. sp.



(a)



(b)

**Figure VA.4 :** Aspect macroscopique (a) et microscopique (b)  
(après coloration de gram au grossissement GR×100) de la souche 137

La souche 137 comprend des cocci à gram positif, ONPG et catalase positifs ; caractères communs entre les genre *Micrococcus* et *Staphylococcus* mais, vu qu'elle est aérobie stricte, on a attribué cette souche au genre *Micrococcus*. Les tests biochimiques ont montrés que cette souche peut être nommé *Micrococcus varians*

**Classification de la souche 137:**

Domaine : Bacteria, Phylum: Actinobacteria, Classe : Actinobacteria, Sous-classe : Actinobacterida, Ordre : Actinomycetale, Sous-Ordre : Micrococccineae, Famille : Micrococcaceae, Genre : *Micrococcus*, Espèce: *Micrococcus varians*.

**V.4 Temps de demi-vie des composés aromatiques polycycliques**

**Tableau VA.4 :** Temps de demi-vie des composés aromatiques polycycliques  
dans l'environnement (Mackay et al., 1992)

Constituant	Air	Eau	Sol	Sédiment
Naphthalène	1 jour	1 semaine	2 mois	8 mois
Acénaphthalène	2 jours	3 semaines	8 mois	2 ans
Fluorène	2 jours	3 semaines	8 mois	2 ans
Phénanthrène	2 jours	3 semaines	8 mois	2 ans
Anthracène	2 jours	3 semaines	8 mois	2 ans
Pyrène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Fluoranthène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Chrysène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Benz[a]anthracène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Benzo[a]fluoranthène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Benzo[a]pyrène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Pérylène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans
Dibenz[a,h]anthracène	1 jour	2 semaines	2 ans	6 ans