

11540.832

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 8 Mai 1945 Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie des Procédés
Mémoire de Projet de Fin d'Etudes
2^{ème} Année Master

Etude des caractéristiques rhéologiques des fluides de forage. Aspect gonflement des argiles et endommagement du gisement

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie chimique

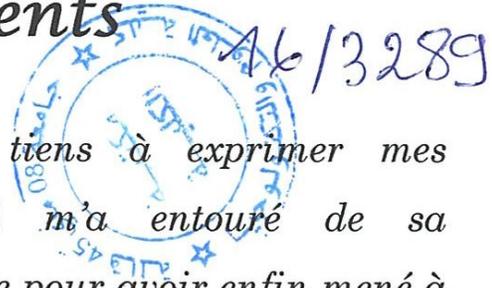
Présenté par :
CHEIKH Mourad

Sous la direction de :
Pr. BENHAMZA M E Hocine

Juin 2016



Remerciements



Au terme de ce mémoire Je tiens à exprimer mes remerciements au bon « Allah » qui m'a entouré de sa bienveillance et m'a renforcé de courage pour avoir enfin mené à bien ce travail.

Que mes sincères et profonds remerciements aillent à :

Pr. BENHAMZA M E Hocine pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être mon encadreur, pour l'intérêt scientifique qu'il a porté à ce travail, pour ses précieux conseils tout au long de l'élaboration de ce travail ; qu'il soit rassurer de mes reconnaissances et mon respect indéfectible.

Je tiens à remercier également toutes les personnes qui m'ont aidé aux Laboratoires LAIGM, CRD, aux Champs de Rhourd Nouss et de Hassi Messaoud, spécialement: AOUISSI H, OMAR B, MAALLAM T, M^{me} SABER M, FERDENACHE H.

Mes sincères remerciements au Chef de Département et tous les enseignants du département du Génie de Procédés.

Enfin à tous ceux qui ont contribué à l'aboutissement de ce travail de près ou de loin.



CHEIKH Mourad

Dédicaces

C'est grâce à Dieu, le clément, le Miséricordieux, que je termine ce travail.

Je dédie ce projet de fin d'étude :

A mes chers parents

A mes chers frères et sœurs

A ma femme et ma fille

A tous mes amis

A la mémoire de mon ami Bilel.

Mourad

ملخص:

الهدف من هذا العمل هو تحديد الخصائص الريولوجية من تعليق البنتونيت مع وبدون البوليمرات القابلة للتحلل (Xanthane، PAC، PHPA، ...) وكذلك سوائل الحفر التي تعتمد على الزيت. البنتونيت مع الإضافات المختلفة (KCl، glycol، ...) تستخدم كسائل الحفر، لأنها توفر وسائل نقل وتعليق مخلفات الحفر، واستقرار جدران البئر وتخفيض الترشيح وغيرها. وقد أجري أيضا اختبار الضرر من صخور المكمن بسوائل الحفر التي تعتمد على الزيت. وتظهر النتائج من السوائل من أساس المياه على أن السلوك الانسيابية ومعدل انسداد صخور المكمن من سوائل الحفر هي قريبة من تلك التي لسوائل الحفر التي تعتمد على الزيت. يمكن استبدالها من قبل أولئك مع المياه القائمة للحد من تكلفة الحفر والتلوث البيئي الناجم عن السوائل التي تعتمد على النفط.

الكلمات المفتاحية: سائل الحفر، الريولوجية، البنتونيت، البوليمرات، انسداد.

Résumé:

L'objectif de ce travail est de déterminer les caractéristiques rhéologiques des suspensions de bentonite sans et avec polymères biodégradables (Xanthane, PAC, PHPA...) ainsi que les fluides de forage à base d'huile. La bentonite avec différents additifs (KCl, glycol...) sont utilisée comme fluides de forage, elle assure le transport, la suspension des déblais, la stabilité des parois du puits et la réduction du filtrat entre autres. Un test d'endommagement de la roche réservoir par les fluides de forage à base d'huile a été aussi entrepris. Les résultats obtenus des fluides à base d'eau montrent que le comportement rhéologique ainsi que le taux de colmatage de la roche réservoir par les fluides de forage à base d'eau sont proches à ceux des fluides de forage à base d'huile ; on peut donc remplacer ces derniers par ceux à base d'eau afin de réduire le coût de forage ainsi que la pollution de l'environnement causés par la boue à base d'huile.

Mots clés : boue de forage, bentonite, polymères, endommagement

Abstract:

The objective of this work is to determine the rheological characteristics of bentonite suspensions with and without biodegradable polymers (Xanthan, PAC, PHPA ...) as well as oil-based drilling fluids. Bentonite with various additives (KCl, glycol ...) are used as drilling fluid, it provides the transport, the suspension of the cuttings, the stability of the well walls and the filtrate reduction among others. A damage of the reservoir rock test for oil-based drilling fluids was also undertaken. The results of water-based fluids show that the rheological behavior and the damage of the reservoir rock by water-based drilling fluids are close to those of oil-based drilling fluids; we can replace them by those with water-based to reduce the drilling cost and the environmental pollution caused by the oil-based mud.

Key words: drilling fluids, bentonite, polymers, damage.

SOMMAIRE

Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles et abréviations	
Introduction générale	Page 1

Partie I : Etude Bibliographique

Chapitre I : Les Fluides de Forage	
I.1 Le forage pétrolier	Page 3
I.2 Les fluides de forage	Page 3
I.2.1 Définition	Page 3
I.2.2 Le cycle de la boue sur un site de forage	Page 3
I.2.3 Rôle des fluides de forage	Page 4
I.2.4 Types des fluides de forage	Page 6
I.2.4.1 Fluides de forage à base d'eau	Page 6
I.2.4.2 Fluides de forage à base d'huile	Page 7
I.2.4.3 Les fluides de forages gazeux	Page 7
I.2.5 Caractéristiques des fluides de forage	Page 8
I.2.5.1 Filtration	Page 8
I.2.5.2 Teneur en solides, en eau et en huile	Page 12
I.2.5.3 Densité et masse volumique	Page 13
I.2.5.4 Alcalinité	Page 14
I.2.6 Signification des paramètres rhéologiques	Page 14
I.2.6.1 Viscosité plastique	Page 14
I.2.6.2 Contrainte seuil (Yield-value)	Page 14
I.2.6.3 Gels et thixotropie	Page 15
I.3 Problèmes rencontrés lors d'un forage pétrolier	Page 15
I.4. Rhéologie des fluides de forage	Page 21
I.4.1 Introduction	Page 21
I.4.2 But de la rhéologie	Page 22

I.4.3 Notion de mouvement laminaire de cisaillement	Page 22
I.4.4 Les paramètres de la rhéologie	Page 23
I.4.5 Typologie de l'écoulement	Page 25
I.4.5.1 Les fluides indépendants du temps	Page 25
I.4.5.2 Les fluides dépendant du temps	Page 30
Chapitre II : Les Argiles	
II.1 Introduction	Page 35
II.2 Structure des minéraux argileux	Page 35
1) Les feuillets tétraédriques	Page 35
2) Les feuillets octaédriques	Page 35
II.3 Classification des argiles	Page 36
II.4 Espace inter-foliaire	Page 39
II.5. Les principales caractéristiques des minéraux argileux	Page 39
II.5.1 La surface spécifique	Page 39
II.5.2 La densité de charge spécifique σ	Page 40
II.5.3 La capacité d'échange cationique (CEC)	Page 40
II.6 Mécanisme de gonflement des argiles	Page 40
II.6.1 Hydratation des espaces inter-foliaires	Page 40
II.6.2 Gonflement osmotique (répulsion entre les particules)	Page 41
II.7 Microstructure de la bentonite	Page 41
II.7.1 Introduction	Page 41
II.7.2 La structure multi-échelle de la montmorillonite	Page 42
II.7.3 Associations des particules dans les suspensions d'argile	Page 43
II.8 Interactions eau - argile - polymère	Page 44
Chapitre III : Polymères et Surfactants	
III.1 Les polymères utilisés dans les fluides de forage	Page 47
III.1.1 Introduction	Page 47
III.1.2. La gomme de xanthane	Page 49
III.1.3 La Carboxyméthylcellulose (CMC)	Page 50
III.1.4 Le cellulose polyanionique (PAC)	Page 51
III.1.5 Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA)	Page 52
III.1.6 Les glycols	Page 52

III.1.7 Les silicates de sodium	Page 53
IV.8. Rhéologie des polymères utilisés dans les fluides de forage	Page 54
III.2 Les agents surfactants utilisés dans les fluides de forage	Page 55
III.2.1. Introduction	Page 55
III.2.2 Classification des agents de surface	Page 55
III.2.3 Les émulsions	Page 57
III.2.3.1 Généralités	Page 57
III.2.3.2 Caractérisation d'une émulsion	Page 58
Chapitre III : Endommagement de la roche réservoir par les fluides de forage à base d'huile	
IV.1 Introduction	Page 60
IV.2 Caractéristiques pétro-physiques d'une roche réservoir	Page 60
IV.3 Endommagement de la formation réservoir par les boues de forage	Page 61
IV.4 Endommagement de la couche superficielle (skin damage) et son effet sur la perméabilité	Page 62
IV.5 L'endommagement de la formation pendant les opérations	Page 62
IV.6 Les mécanismes de l'endommagement de formations	Page 63
IV.6.1 Les mécanismes physiques	Page 63
IV.6.2 Mécanisme chimique	Page 65
IV.6.3 Endommagement par bactérie	Page 66
IV.6.4 Mécanisme thermodynamique	Page 66

Partie II : Etude expérimentale

Chapitre I : caractéristiques rhéologiques et physicochimiques des fluides de forage à base d'eau	
I.1 Caractéristiques rhéologiques des suspensions de la bentonite	Page 68
I.1.1 Introduction	Page 68
I.1.2 Moyens expérimentaux	Page 68
I.1.2.1 Viscosimètre (Bolin CVO)	Page 68
I.1.3 Préparation des échantillons	Page 69
I.1.3.1 Mesures à contrainte imposée	Page 69

I.1.4 Conclusion	Page 75
I.2 Caractéristiques rhéologiques et physico-chimique des suspensions bentonite/polymères	Page 76
I.2.1 Introduction	Page 76
I.2.2 Elaboration des formulations à base de polymères et bentonite	Page 76
I.2.3 Mode de préparation des formulations étudiées	Page 76
I.2.3.1 Boue avec glycol	Page 76
I.2.3.2 Boue avec PHPA	Page 77
I.2.3.3 Discussion des résultats	Page 79
I.2.5 Influence du KCl sur le comportement rhéologique des formulations étudiées	Page 80
I.2.5.1 Discussion des résultats	Page 83
I.2.6 Influence des alourdissant sur le comportement rhéologiques des formulations étudiées	Page 84
I.2.6.1 Discussion des résultats	Page 87
I.2.7 Influence de la température sur le comportement rhéologique de la boue/PHPA	Page 87
I.2.7.1 Discussion des résultats	Page 89
Chapitre II : Etude des caractéristiques rhéologiques et physiques des fluides de forage à base d'huile	
II.1 Introduction	Page 90
II.2 Objectifs	Page 90
II.3 Produits utilisés	Page 91
II.4 Préparation de la boue	Page 91
II.5 Description de l'appareil de mesure	Page 91
II.6 Caractéristiques rhéologiques du fluide de forage pour chaque phase	Page 92
II.6.1 Phase de forage (diamètre du puits 8 ^{1/2} " pour une profondeur de 1935 à 3244 m)	Page 92
II.6.1.1 Paramètres rhéologiques	Page 93
II.6.1.2 Filtrat	Page 94
II.6.1.3 Stabilité électrique	Page 94
II.6.2 Phase de forage 6" (3244-4200 m)	Page 94
II.6.2.1 Paramètres rhéologiques	Page 95

II.6.2.2 Filtrat et stabilité électrique	Page 96
I.2.6.2.3 Discussion des résultats	Page 97
Chapitre III : Endommagement de la roche réservoir par les fluides de forage à base d'huile	
III.1 Introduction	Page 98
III.2 Composition des systèmes étudiés	Page 98
III.3 Appareillages utilisés et préparation	Page 99
III.4 Caractéristiques rhéologiques et filtration	Page 99
III.5 Procédures expérimentales pour le test d'endommagement	Page 100
III.6 Paramètre des tests d'endommagement	Page 102
III.7 Principaux résultats d'endommagement obtenus	Page 102
III.8 Courbes des tests d'endommagement	Page 102
III.9 Visualisation des échantillons après l'endommagement	Page 103
III.10 Discussion des résultats	Page 105
Conclusion générale	Page 106
Perspectives	Page 109
Bibliographie	Page 110
Annexes.	Page 112

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	page
I.1	Circuit de la boue de forage	4
I.2	Classification des fluides de forage	8
I.3	Formation du cake interne et du cake externe	9
I.4	Description de la contrainte de cisaillement	23
I.5	Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles	24
I.6	Rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ d'un fluide Newtonien	26
I.7	Identification des différentes courbes d'écoulement en se basant sur leur forme caractéristique	27
I.8	courbes d'écoulement des principales catégories des fluides Sans contrainte critique	29
I.9	Boucle déhystérésie de fluide thixotropes	30
I.10	Représentation symbolique du comportement élastique du corps solide	31
I.11	Représentation symbolique du comportement visqueux du liquide	32
I.12	Essai de fluage (contrainte imposé) suivi de recouvrance, a) solideélastique, b) fluide newtonien, c) matériaux viscoélastique	32
I.13	Différents types d'associations	33
I.14	Rhéomètre cône-plan (Bolin CVO)	69
I.15	Rhéogrammes des suspensions de bentonite 3% et 5%	70
I.16	<i>Variation de la viscosité en fonction du gradient de cisaillement de la bentonite 3% et 5%</i>	72
I.17	Boucles d'hystérésis des suspensions de bentonite 3% et 5%	73
I.18	Variation des modules G' et G'' en fonction de la contrainte de cisaillement des suspensions de la bentonite 3% et 5%	75
I.19	Variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue avec glycol)	78
I.20	Variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue avec PHPA)	78
I.21	a) variation du module élastique G' et visqueux G'' en fonction de la contrainte de cisaillement, b) courbes hystérésis de la boue/glycol	79
I.22	effet de la taille des cations sur la migration dans l'espace inter-foliaire d'une argile	81
I.23	Variation de la viscosité (a) et la contrainte de cisaillement (b) en fonction	82

Liste des Figures

	de la vitesse de cisaillement (Boue/glycol/KCl)	
I.24	Variation de la viscosité (a) et la contrainte de cisaillement (b) en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue/PHPA/KCl)	83
I.25	Variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (boue/PHPA/CaCO ₃)	85
I.26	Rhéogrammes et modèles rhéologiques en fonction de la concentration en CaCO ₃ (boue/PHPA/CaCO ₃)	85
I.27	variation de la contrainte seuil et la viscosité en fonction de la concentration en CaCO ₃	86
I.28	Variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (boue/PHPA/CaCO ₃) pour différentes concentrations en BaSO ₄ (Boue/PHPA)	86
I.29	Rhéogrammes et modèles rhéologiques en fonction de la concentration en BaSO ₄ (boue/PHPA/ BaSO ₄)	86
I.30	variation de la contrainte seuil et la viscosité en fonction de la concentration en BaSO ₄ (boue/PHPA)	87
I.31	Variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement pour différentes températures (boue/PHPA)	88
I.32	Variation du comportement d'écoulement en fonction de la température (Boue/PHPA)	88
I.33	variation de la contrainte seuil et la viscosité, en fonction de la température (boue/PHPA)	88
II.1	Représentation d'un feuillet de phyllo-silicate 2:1	36
II.2	présentation schématique de la Kaolinite	37
II.3	présentation schématique de la smectite	37
II.4	présentation schématique de l'illite	38
II.5	Représentation schématique d'un feuillet de phyllosilicate	41
II.6	Structure multi-échelle de la montmorillonite	42
II.7	Modes d'associations supposés des feuillets de montmorillonite en suspension : (a) dispersion, (b) agrégation face-face, (c) association bord-face, (d) association bord-bord	43
II.8	a) Schéma des différentes séquences d'un polymère adsorbé sur une surface argileuse. b) Représentation schématique d'un isotherme d'adsorption	45
II.9	Représentation schématique de l'adsorption d'un polymère non ionique	46

Liste des Figures

	par des particules de bentonite en fonction de la concentration depolymère	
II.10	Rhéomètre Fann35	92
II.11	Rhéogramme représentant l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour la phase 8 ^{1/2} ,	94
II.12	Rhéogramme représentant l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour la phase 6''	96
III.1	Polymères linéaires a): homopolymère, b) : copolymère statistique, c): copolymère alterné, d): copolymère séquencé	47
III.2	Homopolymère ramifié (a) et copolymère ramifié (b)	47
III.3	Polymère réticulé avec ponts di-sulfure reliant deux chaînes	48
III.4	Représentation schématique d'un polymère semi-cristallisé	48
III.5	Structure primaire de la gomme de xanthane	50
III.6	Structure chimique de la CMC	51
III.7	Diminution des dimensions des chaînes du CMC dans un milieu salin	51
III.8	Etat du CMC et du PAC lors de l'hydratation (eau-polymères)	52
III.9	Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium)	52
III.10	Structure des anions silicate	53
III.11	La polymérisation du silicate monomère et la formation de la barrière physique et chimique à l'invasion de filtrat et de particules	54
III.12	Schéma d'état de la matière en solution a) avant, b) après cisaillement	54
III.13	Schéma représentatif d'une molécule amphiphile	55
III.14	Schéma d'un tensioactif cationique	55
III.15	Schéma d'un tensioactif anionique	56
III.16	Schéma d'un tensioactif amphotère	56
III.17	Schéma d'un tensioactif non ionique	56
III.18	Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution	57
III.19	Vue de l'appareil de test d'endommagement	100
III.20	Principe de l'équipement utilisé pour le test de déplacement	101
III.21	Système 1 : C = 29 %	103
III.22	Système 2 : C = 21,97 %	103
III.23	Système 3 : C : 21.5%	103
III.24	Echantillons de grés après l'endommagement	104
IV.1	Schéma d'un milieu poreux	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	page
I.1	Caractéristiques du milieu filtrant	10
I.2	Quelques valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante	25
I.3	Modèles rhéologiques décrivant l'écoulement des fluides à contrainte critique	28
I.4	composition minéralogique de cette bentonite de Maghnia	68
I.5	Caractéristiques rhéologiques de la bentonite 3% et 5%	73
I.6	Formulation de la boue avec glycol	77
I.7	Formulation de la boue avec PHPA	77
I.8	Caractéristiques rhéologiques de la boue avec glycol et PHPA	77
I.9	Formulation boue/PHPA	81
I.10	Formulation boue/glycol	81
I.11	Influence du KCl sur le comportement rhéologique de la boue/Glycol et boue/PHPA	82
I.12	Formulation boue/PHPA/CaCO ₃	84
I.13	Formulation boue/PHPA+BaSO ₄	84
I.14	Caractéristiques rhéologiques de la boue/PHPA/CaCO ₃ et boue/PHPA/BaSO ₄	85
II.1	Classification des principaux groupes de minéraux argileux	39
II.2	Formulation de la boue pour la phase de forage 81/2''	92
II.3	Variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de Cisaillement	94
II.4	Formulation de la boue pour la phase de forage 6''	95
II.5	Variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement	96
II.6	Résultats obtenus pour les deux phases de forage	96
III.1	Composition du système 1	98
III.2	Composition du système 2	99
III.3	Composition du système 3	99
III.4	Caractéristiques rhéologiques et filtration des trois systèmes étudiés	100
III.5	Résultats des tests d'endommagement	102

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

K	perméabilité (mD ou m^2)
K_{air}	perméabilité à l'air (mD)
$K_{d_{eff}}$	perméabilité effective dans la zone endommagée (μm^2)
K_{eff}	perméabilité effective (μm^2)
K_f	perméabilité finale (mD)
K_i	perméabilité initiale (mD)
n	indice d'écoulement
V	volume du filtrat (cm^3),
t	temps de filtration (s).
ΔP	pression différentielle (Pa ou psi)
V_p	viscosité plastique du fluide (cP),
h	épaisseur du cake (cm) après un temps t
d	densité de la boue
p	pression hydrostatique (Kg/cm^2)
V_{sid}	vitesse de sédimentation ou vitesse de Stokes d'une particule de barite
R	rayon de la particule de Baryte
A	aire de la section au droit de force
T	température (C° , K)
d_A	densité du constituant A
d_B	densité du constituant B
μ_B	viscosité du constituant B (Pa.S)
μ_A	viscosité du constituant A (Pa.S)
\emptyset	porosité (%)
V_P	volume des pores (cm^3)
V_T	volume totales de l'échantillon (cm^3)
V_s	volume du solide (cm^3)
S	section de la roche (cm^2)
dp	différence de pression Kg/cm^2
dl	différence de longueur (m)
S_e	saturation en eau (%)
V_e	volume d'eau (cm^3)

Liste des Symboles

S_h	saturation en huile (%)
V_h	volume d'huile (cm ³)
M	couple du rhéomètre Bolin CVO
ω	vitesse angulaire de rotation m/°
R	rayon du cône (mm)
τ_0	contrainte seuil (Pa)
M	masse molaire du polymère (g/mol)
r	erreur de mesure
V_a	viscosité apparente (cp)
V_p	viscosité plastique (cp)
S_E	Stabilité électrique (V)
Y_p	yeld point (Pa) ou (lb/100ft ²)
K	Indice de consistance (lb sec/100ft ²)
τ	contrainte de cisaillement (Pa)
F	force tangentielle appliquée (N)
$\dot{\gamma}$	gradient de cisaillement (1/S)
γ	géformation de cisaillement (m)
μ_a	viscosité apparente [Pa.s]
μ_p	viscosité plastique [Pa.s]
μ_∞	viscosité à l'infinie (Pa.s)
θ_i	emps de retard du i ^{ème} solide de Kelvin-Voigt
n	nombre de solides de Kelvin-Voigt.
G'	module élastique (Pa)
G''	module visqueux (Pa)
G^*	module complexe (Pa)
i	unité « imaginaire » du nombre complexe
δ	angle de déphasage entre la contrainte appliquée et la déformation
J	complaisance élastique (Pa)
Gel0	la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue (Pa ou lb/100ft ²)
Gel10	la résistance du gel a près un repos de la boue de 10 min (Pa ou lb/100ft ²)
S_g	Saturation en gaz (%)
mD	Milli Darcy
C	Pourcentage de colmatage (%)

ABREVIATIONS	
AFNOR	association Française de Normalisation
RN-Z-129	Rhourd Nouss-puits en déviation n°129
WBM	water based mud
OBM	oil based mud
MWD	muser while drilling
CMC	Carboxyméthylcellulose
FCL	ferro lingo sulfate
DBS	sédimentation dynamique
SBS	sédimentation statique
PACR	cellulose polyanionique regular
PHPA	polyacrylamide partiellement hydrolysé
PEG	polyéthylène glycol
cmc	(concentration micellaire critique
T: O	couche tétraédrique : octaédrique
T : O : T	couche tétraédrique : octaédrique : Tétraédrique
ENOF	Entreprise Nationale des Produits Miniers Non Ferreux et des Substances Utiles
Phase 8^{1/2}''	Phase de forage de diamètre 8 1/2''
Phase 6''	Phase de forage de diamètre 6''
DAFFM	dynamic acid filtration Fluide meter
soltrol 130	huile inerte
API	“American Petroleum Institute“
DPAN	Diffusion des neutrons aux petits angles (SANS)
DPAX	Diffusion des rayons X aux petits angles (SAXS)
DRX	Diffraction des rayons X
GB	Grès de Berea
HP/HT	Haute pression et haute température (500 psi/250 °F)
HSE	Hygiène, Sécurité et Environnement
HT	“Hydrocarbon total“
HV	High viscosity“
IFE	“Integrated fluid engineering“

Liste des Symboles

LABS	Alkylbenzènesulfonate linéaire
LV	“Low viscosity“
MEB	Microscopie électronique à balayage
MET	Microscopie électronique à transmission
OBM	Boue à l’huile, “Oil-based Mud“
PAG	Polyalkylèneglycols
LAIGM	Laboratoire d’Analyses Industrielles et Génie des Matériaux
SOBM	Boue à l’huile synthétique “Synthetic Oil-based Mud“
DS	degré de substitution
CEC	(méq/100g)
MET	Microscopic Electronique à Transmission
DPAX	Diffusion aux Petits Angles des Rayons X
MEB	Microscopie Electronique à Balayage
EOR	Enhanced Oil Recovery

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le forage pétrolier prend une part importante dans le développement des gisements et l'estimation des réserves pétrolières. Les problèmes rencontrés en cours de forage ont suscités un intérêt particulier de la part des compagnes pétrolières, des laboratoires de recherches spécialisées, on note l'importance du facteur économique dont le coût des forages qui est *important. L'instabilité des parois des puits est le facteur technique le plus significatif au cours du forage.* La boue de forage doit créer une pression hydrostatique permettant d'assurer la stabilité des parois et empêcher les venues des fluides provenant des nappes souterraines traversées. Elle doit également former un film épais « cake » pour limiter la filtration vers la parois poreuse et permettre de faire remonter à la surface les déblais de la roche broyée par l'outil de forage et assurer leur maintiens en suspension lors de l'arrêt des opérations de forage par sa capacité de former un gel.

Sur les champs Algériens (Rhourd Nouss, Illizi), les principaux problèmes rencontrés lors du forage sont de natures différentes, Il s'agit du gonflement des argiles qui est la principale cause du coincement de la garniture et le bourrage de l'outil de forage, endommagement de la formation productrice, contamination de la boue, cavage et effondrement des parois du puits, sédimentation des déblais, ...etc. Suite à ces problèmes, les remèdes traditionnels font appel à l'utilisation des boues à base d'huile, ce type de fluide est contraint à des problèmes environnementaux et économiques. Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de remplacer les boues à base d'huiles par des boues à base d'eau non polluantes, ou par des fluides synthétiques. En effet, dans certaines conditions de forage (forage des argiles ou forage profonds) il est techniquement difficile d'avoir les mêmes performances.

Pour cela, afin de remédier à ces problèmes et réduire leurs inconvénients, le choix des fluides de forage doit satisfaire, d'une part aux principaux paramètres rhéologiques de ces derniers, d'autre part aux propriétés physicochimiques tel que le filtrat, la densité tout en tenant compte des différents inhibiteurs utilisés lors de la traversé des zones sensibles.

La présente étude a pour objectif l'élaboration, la caractérisation rhéologique et physicochimique des boues à base d'eau et aux polymères biodégradables. Comprendre le comportement rhéologique et physique des boues à base d'huile et leur caractères endommageant, car ces dernières sont largement utilisées dans les champs pétroliers Algériens et comparer entre eux.

Nous nous intéressons d'abord au comportement rhéologique des suspensions bentonitiques de différentes concentrations et l'effet de l'ajout des polymères biodégradables (la gomme de xanthane, le polyanionique cellulose Pac et le polyamide partiellement hydraté PHPA), ainsi que d'autres additifs sur les caractéristiques rhéologiques et physicochimiques de la boue.

Ce travail est divisé en deux grandes parties :

Partie I : Cette partie est consacrée à l'étude bibliographique, elle comporte quatre chapitres. Le premier chapitre traite des généralités sur le forage, les différents types des fluides de forage, ses fonctions, ses principales caractéristiques et les problèmes rencontrés en cours du forage ainsi que l'étude rhéologique des fluides de forage. Les différents types d'argiles, leurs hydratations, leurs propriétés de gonflement ainsi que les interactions eau-argile-polymère sont présentés dans le deuxième chapitre. Le troisième chapitre est consacré à l'étude des polymères et les surfactants, en présentant leurs structures, leurs classifications et leurs rôles dans les fluides de forage. Nous terminons la recherche bibliographique par l'étude du caractère endommageant de la roche réservoir par les fluides de forage.

Partie II : C'est la partie expérimentale. Cette partie est articulée en trois chapitres.

Le premier est consacré à l'étude rhéologique et physicochimique des fluides de forage à base d'eau. Ce chapitre est divisé en deux sous chapitres, dont le premier sert à étudier les caractéristiques rhéologique de la bentonite de Maghnia, en présentant le rhéomètre de type cône à plateau (CVO) servant à la caractérisation, ainsi que les protocoles expérimentaux du travail au laboratoire de recherche LAIGM. Le deuxième sous chapitre est consacré à l'étude rhéologique et physicochimique des fluides de forage à base d'eau en présence des polymères (viscosifiants, réducteurs de filtrat, inhibiteurs de gonflement des argiles) ainsi que le KCl.

Dans le deuxième chapitre les caractéristiques physiques et rhéologiques des fluides de forage à base d'huile utilisés pour le forage du puits RN-Z-129 (situé dans la région de Rhoud Nous, Algérie) sont étudiés.

Le troisième chapitre présente l'étude expérimentale des caractéristiques rhéologiques et physiques des fluides de forage à base d'huile et l'effet de ces derniers sur la production d'un gisement pétrolier, en mesurant l'endommagement de la roche réservoir.

PARTIE I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

CHAPITRE I

LES FLUIDES DE FORAGE

I. LES FLUIDES DE FORAGE

I.1 Le forage pétrolier :

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire qui permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches [1].

I.2 Les fluides de forage :

I.2.1 Définition :

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

Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole [2].

I.2.2 Le cycle de la boue sur un site de forage :

La majeure partie de la boue utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu :

- La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation.
- Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
- La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
- La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits.
- A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.

Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés, figure (I.1).

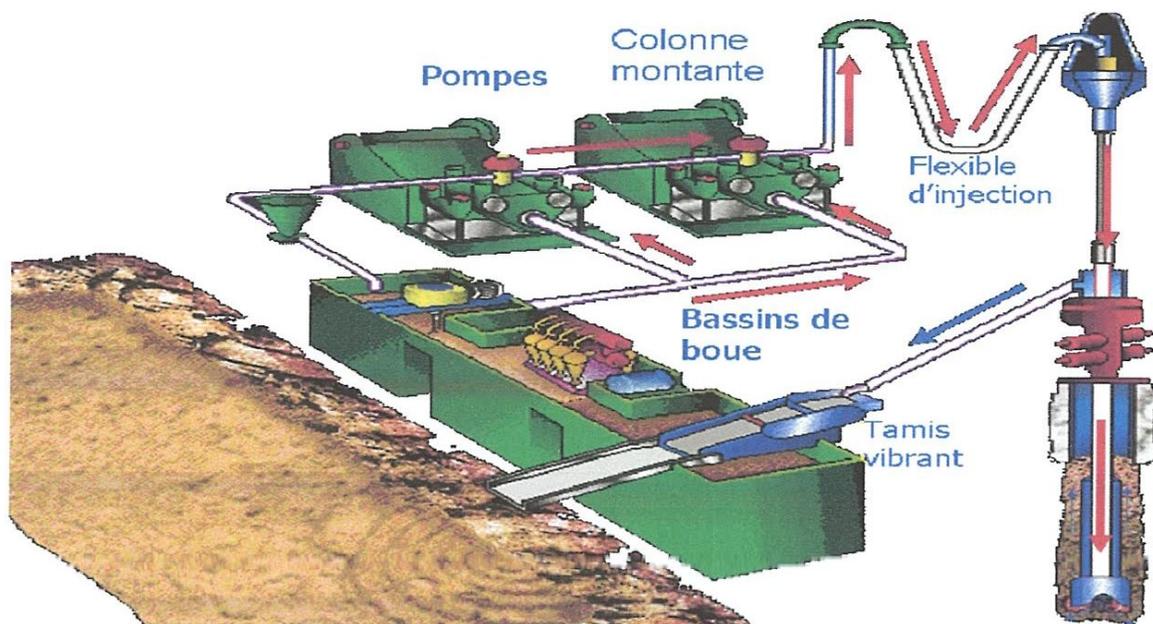


Figure (I.1): Circuit de la boue de forage (document schlumberger, 1990)

I.2.3 Rôle des fluides de forage :

Les principaux rôles d'un fluide de forage sont :

1) Nettoyage du puits :

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

2) Maintien des déblais en suspension :

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

3) Sédimentation des déblais fins en surface :

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

4) Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde :

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

5) Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :

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

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

6) Dépôt d'un cake imperméable :

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

7) Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile :

Afin d'éviter le débit dans le puits des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

8) Augmentation de la vitesse d'avancement :

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

9) Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.) :

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

10) Apport de renseignements sur le sondage :

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

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue [1].

I.2.4 Types des fluides de forage :

Les fluides de forage sont classés selon la constitution de la phase continue en

Trois groupes :

- Fluides de forage à base d'eau
- Fluides de forage à base d'huile
- Fluides de forage gazeux

I.2.4.1 Fluides de forage à base d'eau :

Les fluides de forage à base d'eau sont des fluides dont la phase continue est de l'eau, éventuellement chargée en électrolyte (Na Cl).

Ils se présentent essentiellement comme suit :

- Les boues douces dont la salinité en Na Cl ne dépasse pas quelques g/l.
- Les boues salées dont la salinité en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation (340 g/l).

a) Les boues douces (Bentonitiques) :

Les boues douces sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argiles, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau.

La concentration en bentonite varie généralement de 30 à 70 Kg / m³ selon le rendement de la bentonite et les caractéristiques de la boue désirée. Cependant, occasionnellement, des traitements supplémentaires pourront être faits avec des phosphates, de la CMC, du tanin ou du FCL.

Ceci ne constitue pas, à proprement parler, de nouveaux types de boues puisque ce sont des traitements strictement curatif, s'appliquant sur une argile déjà dispersée.

b) Les boues salées :

Les boues salées sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage et elles sont constituées de :

- Eau
- Sel (généralement Na Cl)
- Colloïdes minéraux (attapulgite)
- Colloïdes organiques (amidon, CMC)
- Un fluidifiant minéral ou organique (chaux, soude, ou FCLetc).

Ces boues sont divisées en deux types :

- 1) Les boues salées non saturées.
- 2) Les boues salées saturées.

I.2.4.2 Les fluides de forage à base d'huile :

La phase continue de ces fluides est une huile minérale (pétrole brut, gaz-oil,...etc) et la phase dispersée (discontinue) est de l'eau dont la proportion peut atteindre 50 % ou plus.

Selon le pourcentage d'eau, ces boues peuvent être classées en deux types :

- Boues à émulsion inverse (contiennent plus de 5 % d'eau).
- Boues à l'huile (contiennent moins de 5% d'eau)

I.2.4.2.1. Composition des boues à l'huile et boues inverses :

- Huile de base : constitue la phase liquide continue de la boue dans laquelle les autres constituants misent en suspension.
- Eau : de 2 à 5 % pour les boues à l'huile et de 5 à 50 % pour les boues Émulsionnées inverse.
- Additifs :
 - ✓ **Agents viscosifiants** : argile organophile, noir de fumée, acide naphthéniqueetc.
 - ✓ **Agents émulsifiants et stabilisants** : Ces produits sont utilisés pour favoriser la formation et la stabilité d'une émulsion inverse (eau / huile) et entre dans la composition des boues à l'huile.
 - ✓ **Agents fluidifiants** : le but de ces produits est de réduire la viscosité de la boue (acide gras à longues chaînes, bases azotées, composées hétéropolaires ... etc).
 - ✓ **Agents neutralisants l'eau** : d'une manière générale, la chaux (Ca(OH)_2) est employée dans ce but.
 - ✓ **Alourdissants** : Carbonate de calcium (Ca CO_3), baryte (Ba SO_4) et autres

I.2.4.3 Les fluides de forages gazeux :

Les fluides de forages gazeux sont des fluides dont la phase contenue est un gaz mélangé avec l'eau, le gaz, peut être de l'air, du gaz naturel ou de la mousse, figure (I.2) [4].

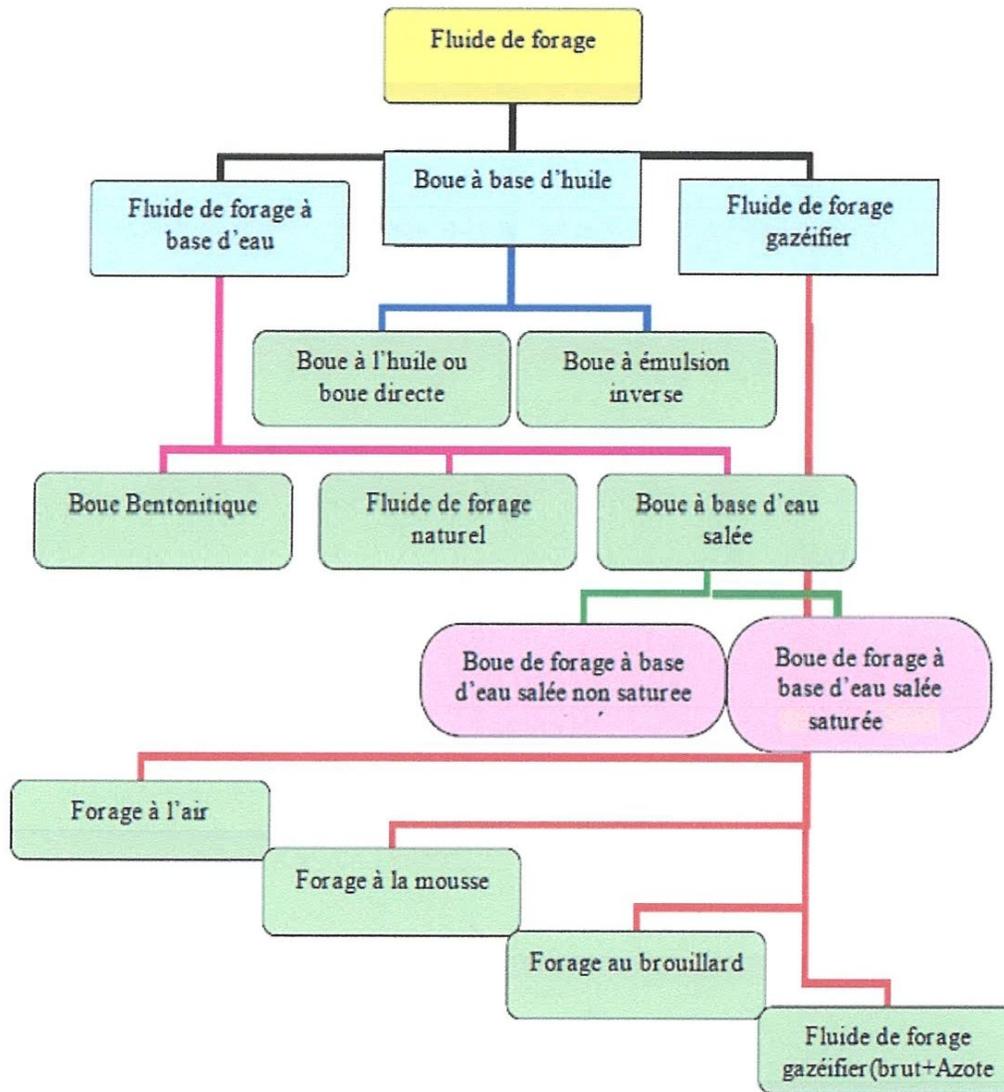


Figure (I.2) : Classification des fluides de forage

I.2.5 Caractéristiques des fluides de forage :

Pour remplir correctement son rôle la boue de forage doit posséder un certain nombre de caractéristiques physiques et chimiques bien précises. Ce sont ces propriétés qui font l'objet d'un contrôle constant.

I.2.5.1 Filtration :

Le mécanisme de filtration peut être schématisé de la façon suivante :

Nous avons d'une part une formation poreuse et perméable et d'autre part une suspension argileuse dans de l'eau qui sous l'effet d'une pression différentielle tendra à pénétrer dans la formation.

- a) Si toutes les particules de la boue sont plus petites que les pores du milieu perméable. Toute la suspension traversera le milieu perméable.

Ce cas extrême est entre autres celui des pertes de circulation. Les caractéristiques rhéologiques peuvent freiner ou même arrêter le phénomène.

- b) Si une partie des particules est plus grosse que les pores du milieu perméable, elle sera retenue tandis que le liquide et les particules les plus fines pénètrent dans la formation.

Après un temps plus ou moins long les particules les plus fines colmateront le dépôt déjà formé par les particules grossières et ainsi sera formé un film plus ou moins imperméable qui laissera filtrer peu ou pas de phase liquide. Ce phénomène est appelé filtration, le liquide qui passe « filtrat » et le dépôt solide sur la paroi cake.

- c) Si toutes les particules sont plus grosses que les pores du milieu perméable, seul le liquide ou filtrat pénètre dans la formation. Ce cas diffère peu du précédent car c'est la perméabilité du cake qui intervient dans la valeur de filtration et non pas celle de la formation.

En pratique les opérations de mise en production, de diagraphies différées dans les puits montrent que la phase liquide de la boue et parfois la boue elle-même envahit les formations perméables sur un rayon plus ou moins important, figure (I.3).

On schématise ces phénomènes au laboratoire par la filtration de la boue sur un milieu filtrant standard constitué par un papier filtre normalisé.

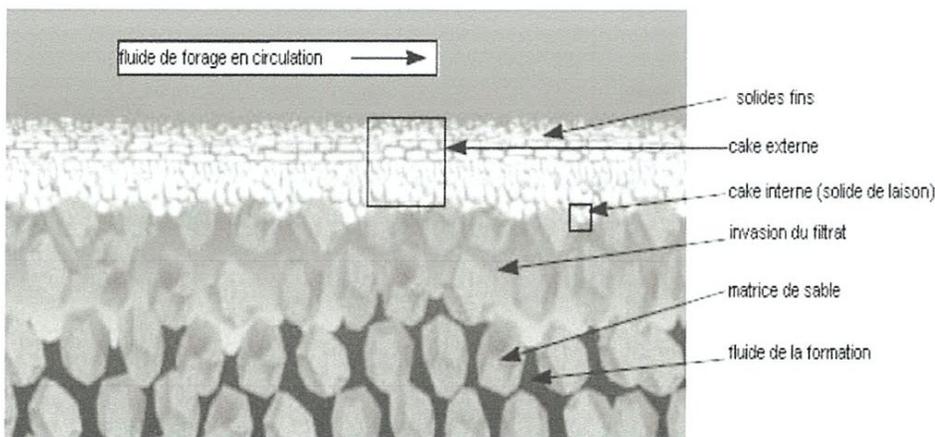


Figure (I.3): Formation du cake interne et du cake externe

L'obstruction du milieu poreux est d'autant plus rapide que la concentration en particules est plus élevée. Les données proposées par la littérature figurent dans le tableau (I.1).

Tableau (I.1) : Caractéristiques du milieu filtrant (Gray et al, 1980)

<i>Milieu filtrant</i>	<i>Perméabilité, k (D)</i>	<i>Diamètre des particules provoquant l'obstruction (µm)</i>	<i>Concentration en particules à 2,5 cm (Kg/m³)</i>
Roche non consolidée	<0,1	<2	-
Roche consolidée	0,100-1	10	2,85
Sable non consolidé	1-10	74	14 à 28

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.

I.2.5.1.1 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:

$$V = K\sqrt{t} \quad I.1$$

Avec :

V : Volume du filtrat (cm³),

K : Perméabilité (mD)

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:

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = \frac{k \cdot \Delta P}{\eta \cdot e \cdot A} \quad I.2$$

Avec :

V : Volume filtré (cm³) pendant un temps t ,

t : temps (s),

k : Perméabilité du cake ($1D=1\mu m^2$),

ΔP : Pression différentielle (Pa ou psi),

η : viscosité du fluide (cP),

e : Épaisseur du cake (cm) après un temps t .

A : Surface (cm^2). Cette formule suppose que le gâteau est incompressible.

I.2.5.1.2 Filtration Dynamique :

L'influence de la température, de la pression et de la perméabilité de la formation est importante sur Les processus de filtration. 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.

La filtration dynamique des boues à base d'eau et des boues à base d'huile donnait un filtrat supérieur à la filtration statique.

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.

I.2.5.1.3 Rôle de la filtration :

Les phénomènes de filtration de la boue sont extrêmement importants car ils Conditionnent en partie :

- La vitesse d'avancement du forage.
- La tenue des terrains forés.
- L'envahissement des couches perméables.

a) Vitesse d'avancement du forage :

En maintenant constants les paramètres de forage, on constate que dans bien des cas, en particulier dans les formations marneuses, perméables ou mal consolidées, la vitesse d'avancement est plus importante avec les filtrats élevés.

Ceci s'explique du fait que le filtrat aide à la désagrégation des roches et facilite ainsi le travail de l'outil.

Malheureusement, comme nous allons le voir, des valeurs élevées de filtrat ne sont pas compatibles avec d'autres impératifs.

b) Tenue des terrains :

S'il n'y a pas ou peu de problèmes de ce type au droit de formations consolidées (grès ou calcaire) il n'en est pas de même dans des zones mal consolidées telles que marnes et sables

par exemple. L'invasion de telles zones par un filtrat important créera une instabilité des parois du fait de l'hydratation des marnes et argiles ou du délitage des sables.

De plus à un filtrat élevé correspond un cake épais qui en réduisant le diamètre du sondage peut créer en manœuvre des surpressions et/ou dépressions nuisibles à la tenue du forage et à l'équilibre des couches.

De plus, un cake épais possède de mauvaise caractéristique mécanique qui rendent aisée sa destruction par les manœuvres et la rotation de la garniture Il ne remplit donc plus son rôle de consolidation des parois.

Enfin un cake épais rend difficile la réalisation de cimentation de bonne qualité derrière les tubages mis en place.

Un cake de bonne qualité doit permettre de réduire au minimum le nombre des colonnes techniques de tubage.

c) **Envahissement des couches perméables :**

Il faut considérer le cas d'envahissement des couches perméables contenant ou non des hydrocarbures.

Si la couche ne contient pas des hydrocarbures, l'invasion par le filtrat n'a, en plus des inconvénients déjà signalés (tenue des terrains),

Que celui de gêner l'interprétation de certaines diagraphies différées.

Si la couche contient des hydrocarbures liquides, l'invasion par le filtrat contenant une certaine quantité de particules colloïdales provoque une réduction de la perméabilité effective à l'huile pour les raisons suivantes :

- Les matières colloïdales peuvent être adsorbées sur les parois solides ou être piégées dans les petits pores et ainsi réduire la section offerte au passage de l'huile.
- Le filtrat aqueux peut former, avec l'huile en place, des émulsions plus visqueuses que l'huile et réduire ainsi la mobilité de l'huile.
- La phase eau du filtrat peut enfin bloquer les pores en restant piégée sous forme de gouttelettes qui ne peuvent être déplacées par l'huile en raison de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile et des forces capillaires qui résultent de la formation de ces interfaces.

1.2.5.2. Teneur en solides, en eau et en huile :

La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile d'une boue est d'une importance considérable, tout particulièrement dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées.

1.2.5.2.1 Importance de la teneur en solide :

Lorsque les caractéristiques de la boue doivent être modifiées ou ramenées aux valeurs prévues initialement, deux types de traitements sont toujours à envisager :

- Un traitement chimique adapté qui sera déterminé après essais-pilote au laboratoire du chantier.
- Un traitement par dilution permettant de réduire la teneur solide de la boue.

En générale la première solution est la moins onéreuse, à condition qu'elle soit efficace rapidement car le facteur temps est un facteur économique de première importance. La seconde solution ne fait aucun doute sur le plan de l'efficacité mais son prix est souvent tel qu'il est nécessaire de s'assurer de sa nécessité avant mise en pratique. C'est la teneur de solide ou eau qui nous permettra de prendre cette décision.

1.2.5.3 Densité et masse volumique :

La densité est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz).

La masse volumique est le rapport de la masse d'un corps à son volume dans des conditions définies de pression et température, elle s'exprime en grammes par centimètre cube ou en kilogrammes par mètre cube dans le système décimal.

Dans les pays anglo-saxons, la densité s'exprime par « specific gravity ».

1.2.5.3.1 Rôle de la densité :

La densité est un paramètre important des boues de forage, elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions, mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation.

Un accroissement de la densité pendant le forage de terrains argileux ou marneux est un indice de l'enrichissement de la boue en solides.

Une diminution de densité non consécutive à un ajout d'eau est l'indice d'une venue d'eau, de gaz ou plus rarement d'huile ce peut être aussi la conséquence d'une prise d'air (fuites aux aspirations des pompes) ou d'un déséquilibre chimique (dans le cas des fluides traités aux dérivés ligneux) causant un microbillage de la boue.

Il faut réagir très vite lorsque la densité d'une boue diminue et effectuer le traitement correcteur adéquat.

Pour calculer la pression P , exercée par une boue de densité d à une profondeur h , on appliquera la relation:

$$P = \frac{h.d}{10} \quad I.3$$

Ou : P en (Kg/cm^2), h en (cm).

I.2.5.4 Alcalinité :

L'alcalinité ou pH des filtrats de boues de forage est due à la présence des ions Hydroxyle (OH^-), carbonate (CO_3^-) ou bicarbonate (HCO_3^-). Les phosphate, les aluminates et les bases organiques peuvent y contribuer mais à un degré moindre. La présence de ces ions est due :

- A la soude (Na OH) et au carbonate de sodium (Na_2CO_3) seuls ou associés.
- Au carbonate et au bicarbonate de sodium (NaHCO_3)
- A la chaux éteinte Ca (OH)_2

I.2.6 Signification des paramètres rhéologiques :

I.2.6.1 Viscosité plastique :

Elle dépend avant tout de la teneur en solides de la boue et lui approximativement proportionnelle dans les limites usuelles.

Par ailleurs, la viscosité plastique va être liée à la taille des particules.

il serait donc plus exact de dire que la viscosité plastique dépend du volume hydrodynamique total des particules en suspension et non pas de leur volume réel, c'est de la teneur en solide.

I.2.6.2 Contrainte seuil (Yield-value) :

Elle est due surtout aux interactions physiques ou chimiques existant entre particules en suspension.

Un traitement chimique approprié, en agissant sur les charges superficielles des particules, peut avoir un effet extrêmement sensible sur la contrainte seuil, à un tel point qu'une contrainte seuil faible est souvent prise comme critère de bon équilibre chimique d'une boue.

Cependant, ces interactions vont dépendre aussi de la distance entre particules, donc de la teneur en solide. Il est admis que la contrainte seuil varie à peu près comme le carré de la teneur en solide.

La forme et la taille de la particule vont aussi agir sur la contrainte seuil celle-ci en particulier sera approximativement inversement proportionnelle à la taille des particules.

I.2.6.3 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/100ft². 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 cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique [4].

I.3 Problèmes rencontrés lors d'un forage pétrolier :

Les problèmes les plus fréquemment rencontrés dans les chantiers de forages sont :

I.3.1 Problème de sédimentation :

a) Sédimentation à faibles gradients de vitesse des boues de forage :

C'est la sédimentation dynamique (DBS). La DBS apparaît lors de forages particuliers comme en forages fortement déviés et les forages profonds. Le problème étant d'utiliser sur chantier des appareils de mesure rhéologique de haute précision. L'appareil de chantier normalisé est le FANN 35, un viscosimètre à 6 vitesses ayant une résolution minimale à 3 tr/min soit un taux de cisaillement de 5.1 s⁻¹. Lors de la DBS, les taux de cisaillements sont alors compris entre 5 et 1 s⁻¹ dans le cas des faibles cisaillements et entre 1 et 10⁻¹ s⁻¹ dans le cas des cisaillements très faibles. Le FANN 35 est donc inadapté pour détecter la DBS. La rhéologie à faible et à très faible gradient de vitesse est un domaine d'étude limité par la résolution des appareils de mesure et également par la connaissance des interactions entre les différents constituants de la boue de forage [5, 6,7].

b) Après un temps de repos pour les boues de forage :

C'est la sédimentation statique (SBS). En cas d'arrêt de forage (forage horizontale), la distance de sédimentation sur laquelle les déblais et les particules lourdes de la boue (baryte) peuvent sédimenter, est représentée par le diamètre du puits, c'est à dire environ 0,2 m. Cette faible distance induit la création rapide d'un lit de sédiments. Ce dernier cause de réels problèmes lors du redémarrage du forage après les phases de maintenance nécessaires qui peuvent durer quelques heures. Pour remettre en circulation un puits lorsqu'un lit sédimentaire s'est formé, l'opérateur doit influencer sur le débit des pompes à boue et sur la vitesse de rotation de la tige de forage, le puits est donc soumis à des pressions supérieures. Ces pressions élevées peuvent endommager le puits par colmatage des parois ou encore si la pression du fluide devient trop élevée, par fissuration de la roche.

La Sédimentation statique se présente dans toutes sortes de forages, est régie par la loi de Stokes, mais compliquée par les effets des fluides non newtoniens. Ce phénomène très courant reste contrôlé rhéologiquement par la formation du gel qui doit compenser la force de Stokes [8].

Nous pouvons estimer la vitesse de sédimentation ou vitesse de Stokes d'une particule de barite $V_{séd}$ de rayon (r) = 10 μm dans un fluide de densité (ρ) = 1,5 et de viscosité (η) = 40 mPa.s par la formule Suivante:

$$V_{séd} = \frac{2r_p^2}{9\eta} \cdot (\rho_p - \rho_{fluide}) \cdot g \quad I.4$$

Avec: g : accélération de la pesanteur (m/s^2).

La baryte sédimente alors à une vitesse de 53mm/h.

Une meilleure connaissance et évaluation des propriétés thixotropes des fluides de forage pourrait permettre d'anticiper de façon plus adéquate l'élévation du seuil d'écoulement.

Ces deux problèmes sont donc liés aux propriétés thixotropiques des fluides de forage. Le premier pour des faibles gradients de vitesses va donc intervenir dans le régime liquide et lors de la transition liquide/solide, l'arrêt du matériau. Le second est dépendant des propriétés thixotropiques qui sont développées lorsque le fluide est à l'arrêt, donc dans le domaine solide.

I.3.2 Problème des argiles :

Ce problème est lié souvent aux argiles qui sont de différents types :

- ✓ Argiles feuilletées
- ✓ Argiles fluantes
- ✓ Argiles gonflantes

I.3.2.1 Les formations argileuses boulanges (feuilletées) :

Dénommées 'sloughing shales' ou 'brittle shales', 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 et s'effondrer, entraînant la formation de caves importantes. 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.

I.3.2.2 Les formations argileuses plastiques (fluantes) :

Dénommées 'plastic 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 [9,10]. 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.

I.3.2.3 Les formations argileuses gonflantes :

Dénommées 'hydratable shales', 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. Ces argiles gonflantes provoquent une forte augmentation de la viscosité de la boue et le bouchage des tamis vibrants. Les argiles gonflantes sont généralement rencontrées à des profondeurs relativement faibles. Du point de vue minéralogique, elles sont caractérisées par une forte teneur 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.

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.

Les argiles présentent une membrane semi-perméable. Les problèmes liés aux argiles sont classés 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.

Ces argiles gonflantes sont rencontrées en Algérie à partir du Néocomien et le plus souvent associées à la présence de sable, sel et dolomite [10].

I.3.3 Problème d'endommagement de la roche réservoir :

Les processus fondamentaux causant l'endommagement sont souvent classés en deux groupes : interactions fluide-fluide et interactions fluide-roche.

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),
- au cake formé (épaisseur, grosseur des particules, perméabilité et résistance mécanique) et au filtrat obtenu.

Les fluides et les solides ont un grand effet sur l'endommagement du réservoir. 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.

La filtration dynamique des WBM et des OBM donnait un filtrat supérieur à la filtration statique. 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.

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).

Pour les systèmes d'émulsions directes, l'endommagement s'aggrave par l'augmentation de la pression du fluide, de la température et par l'utilisation d'une concentration élevée en polymères.

Pour les suspensions de bentonite et de kaolinite, 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, 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 inter-particulaires.

les systèmes de fluides à base de polymères sans sels provoquaient un endommagement moindre.

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.

L'endommagement augmente avec la durée de circulation et la pression de filtration, une altération importante de la perméabilité est observée durant les 30 premières minutes de la circulation.

L'épaisseur du cake formé est fonction de la masse déposée et de la masse érodée sous l'effet de la circulation.

Ce genre de problèmes va causer une sévère perte de production du réservoir [11].

I.3.4 Problème de la haute température de formation :

Au cours du forage, les caractéristiques rhéologiques de la boue doivent être compatibles avec toutes les conditions de sécurité du puits. Cependant, les fluides de forage sont des fluides complexes où interviennent plusieurs types de colloïdes dont les fluidifiants, réducteurs de filtrat et viscosifiants organiques, ces derniers risquent d'être affectés par la haute température et perdre leur efficacité.

La dégradation des produits à base organiques se traduit par la détérioration des caractéristiques rhéologiques de la boue, la décantation rapide de solides, la chute de filtrat, la production de gaz de différentes natures (CO_2 , H_2S , NH_3 , etc.) [12].

I.3.5 Problème de venue et de contamination du fluide de forage :

L'équilibre réalisé entre d'une part, le filtrat du fluide de forage et d'autre part, l'argile dispersée dans la boue et celle des parois, peut être perturbé par des contaminants rencontrés dans le puits soit :

- sous forme gazeuse (CO_2 - H_2S),
- soit sous forme solide (CaSO_4 - NaCl - Ciment),
- soit en solution (eau chlorurée calcique « CaCl_2 ») [12].

a) Anhydrite - Gypse (CaSO_4) :

La contamination résulte ici de l'apport d'ion sulfate, surtout gênant pour les caractéristiques rhéologiques, et d'ion calcium. Ce dernier est beaucoup plus nocif puisqu'en excès il peut rendre instable les colloïdes organiques et déplacer l'équilibre échange de cation dans l'argile. Le filtrat et la rhéologie seront donc ainsi perturbés.

Cette contamination par le calcium va être traitée par :

- ajout de produit précipitant le calcium (principalement des carbonates),
- diminution de la solubilité du Ca^{++} (en augmentant le pH),
- ajout de colloïdes qui vont protéger l'argile par maintien dans le filtrat et dans la boue d'un équilibre ionique,
- conversion en boue calcique.

b) Sel (Na Cl) :

Le sel peut se présenter sous la forme soit d'inclusions dans les argiles, soit de venues d'eau salée, soit de bancs plus ou moins massifs. Le cavage est plus dangereux dans de fines intercalations de sel et argile, que dans un banc massif de sel, où la saturation du fluide de forage provoquera plus rarement des éboulements.

Le seul traitement réellement efficace, consistera à transformer notre fluide en fluides salés saturés [11].

c) Ciment :

Le reforge de ciment mis en place pour un tubage, des pertes, un "side track"...etc, se traduit par l'apport de chaux contenue dans le ciment au moment de la prise (20 % pour la classe G). Cette chaux peut être neutralisée par ajout de bicarbonate de soude à des doses de 400 kg/m³ de ciment à reforcer [11].

d) Gaz carbonique (CO₂) :

Le CO₂ se rencontre quelquefois seul, mais le plus souvent associé avec de l'eau, telle l'eau chlorurée calcique. Après dégazage de la boue par passage dans un dégazeur ou brassage et repos dans un bassin, l'alcalinité détruite doit être rétablie par traitement à la soude ou à la chaux suivant le type de boue, y compris les boues à émulsion inverse.

e) Hydrogène sulfuré (H₂S) :

Cette contamination extrêmement dangereuse pour l'homme se traite, en principe, par ajout de soude et de produit spécifique à base de zinc qui vont précipiter le soufre. Une attention particulière sera portée à ce genre de contamination compte tenu de sa dangerosité.

f) Eau :

Une venue d'eau douce n'est un contaminant au sens strict que pour les boues émulsionnées inverses. Le seul traitement consiste à ramener le rapport eau/huile à la valeur prescrite par ajout d'huile en maintenant constante la teneur en émulsifiants.

La contamination par l'eau chlorurée calcique (Ca Cl₂) du Sahara est la plus gênante et doit être traité.

En boue à l'huile ou inverse, une telle venue est donc particulièrement dangereuse, puisqu'elle entraîne à la fois une augmentation néfaste du rapport eau/huile et une dégradation par le CO₂ des émulsifiants alcalins.

g) Huile :

Une venue de brut de la formation va entraîner dans une boue à l'eau une augmentation de la viscosité plastique et souvent une chute du filtrat.

I.3.6 Problème de cavage et de l'effondrement de la paroi du puits dans les zones salifères :

Le meilleur fluide utilisé pour forer dans les bancs salifères est la boue à base d'eau salé saturée, Cette boue, dont la phase continue est une saumure saturée, est utilisée en forage de zones salifères, soit le forage de sel massif, soit le forage d'un découvert comportant une zone salifère. Elle possède du fait de sa saturation des caractéristiques spécifiques. Une boue salée saturée au chlorure de sodium est constituée de :

- Eau douce ou eau de mer.
- Sel ajouté jusqu'à saturation. Il faut environ 350 kg de sel industriel pour saturer 1 m³ d'eau à température ambiante.
- Colloïdes minéraux du type argile pour boues salées c'est-à-dire attapulgite ou sépiolite.
- Réducteur de filtrat fermentescible ou non. L'amidon est le plus utilisé, jusqu'à des températures de fond de 130 à 140°C (à une température supérieure, l'amidon se dégrade).

L'utilisation de la barytine comme alourdissant baisse l'alcalinité de la BSS brutalement, cette chute se traduit par l'augmentation de la contrainte seuil et la viscosité plastique durant le forage. Fasse à ce problème l'ajout de la chaud Ca(OH)_2 éteinte et l'oxyde de baryum Ba(OH)_2 est obligatoire [12].

I.3.7. Problème de perte de circulation :

Dû à la résistance insuffisante des parois (formations non consolidée et perméables). La perte de circulation se produit dans les vides existant dans la roche (pores, fissures, fractures, cavités) lorsque la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue est supérieur à celle des fluides contenus dans la formation (air, gaz, eau ou huile).

Ce problème grave impose un arrêt de forage et par conséquent, amène au travail plus ou moins dans le noir avec des risques pouvant aller jusqu'à la perte de puits [1].

I.4. Rhéologie des fluides de forage :

I.4.1 Introduction :

Issue du besoin de comprendre l'écoulement de fluides complexes, la rhéologie est aujourd'hui une science utilisée dans des domaines d'applications vastes et variés. En effet, les domaines industriels dans lesquels la rhéologie est appelée à être utilisée couramment vont de l'industrie

agroalimentaire à l'industrie pétrolière, en passant par des domaines comme la cosmétique, le génie civil, l'industrie du bois, les colles. Cette science est également utilisée pour décrire des écoulements naturels de neige (avalanche) ou de boues torrentielles. C'est dans ce cadre que la rhéométrie est nécessaire pour donner une description mathématique précise du comportement macroscopique observé [12].

La rhéologie (du grec *rheo*, couler et *logos*, étude) est l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière sous l'effet d'une contrainte appliquée. Le mot *rheology* (en anglais) a été introduit en 1928 par Eugene Bingham, professeur à l'université Lehigh aux États-Unis, sur une suggestion de son collègue Markus Reiner. Le mot a été francisé en « rhéologie » en 1943. La rhéologie regroupe l'étude d'une gamme non négligeable des matériaux et produits, à titre d'exemple, les boues de forage, pâtes de papier ...etc [13].

I.4.2 But de la rhéologie :

L'objet de la rhéologie est de déterminer l'équation rhéologique d'état d'un fluide par la mesure des paramètres rhéologique en effectuant des mesures relatives des forces et des déplacements et en exploitant ces résultats à l'aide des équations de mouvements.

L'équation rhéologique d'état est la relation entre la vitesse de cisaillement et la contrainte de cisaillement, qui représente, $\tau = f(\dot{\gamma})$, la connaissance de cette équation détermine les propriétés rhéologiques des matériaux qui est déterminée expérimentalement à l'aide des viscosimètres ou des rhéomètres.

Pour être plus réaliste, l'équation rhéologique d'état ne dépend pas seulement des caractéristiques propres du fluides comme la nature et les propriétés physiques, elle dépend aussi des paramètres extérieurs comme la température 'T' et la pression 'P', il sera donc plus correct d'écrire $\tau = f(\dot{\gamma}, T, P)$.

I.4.3 Notion de mouvement laminaire de cisaillement :

Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements des différents points du matériau dépendent bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées. Un mouvement laminaire de cisaillement est engendré pour certaines distributions de ces forces. Au cours d'un tel mouvement, on considère que le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes. La déformation du matériau s'effectue par glissement relatif des différentes couches, sans qu'il n'y ait transfert de matière d'une couche à l'autre. Les mouvements laminaires de cisaillement sont engendrés à l'aide de

rhéomètres. C'est à partir de tels mouvements que peuvent être déterminés les paramètres rhéologiques des fluides.

I.4.4 Les paramètres de la rhéologie :

I.4.4.1 La contrainte de cisaillement :

Une contrainte de cisaillement (τ) est une contrainte appliquée de manière parallèle ou tangentielle à une face d'un matériau, par opposition aux contraintes normales qui sont appliquées de manière perpendiculaire. C'est le rapport d'une force à une surface, qui possède donc la dimension d'une pression, exprimée en (N/m^2) ou pascals (Pa), figure (1.4).

$$\tau = \frac{F}{A} \quad [\text{N}/\text{m}^2] \quad I.5$$

Où :

τ : contrainte de cisaillement.

F : force tangentielle appliquée.

A : aire de la section au droit de force.

\vec{v}_1, \vec{v}_2 : vitesses de déplacement.

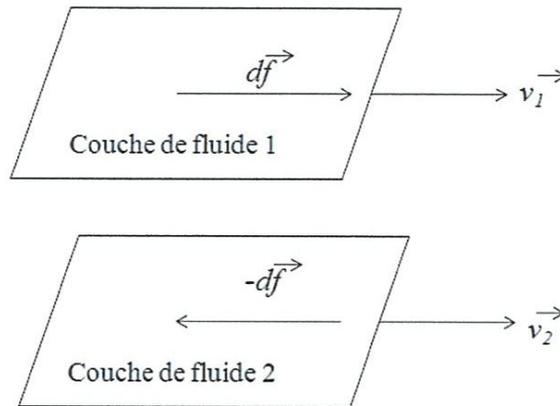


Figure (I.4): Description de la contrainte de cisaillement

Pour tout fluide réel possédant une viscosité, il existe des contraintes de cisaillement. En effet, même si un fluide est en mouvement, il doit avoir une vitesse nulle dans la zone de contact avec des solides. Et toute différence de vitesse au sein d'un fluide visqueux entraîne des contraintes de cisaillement, les particules fluides allant plus vite sont freinées par celles allant moins vite. C'est d'ailleurs pour cela qu'il faut exercer une certaine force pour mettre un fluide en mouvement.

I.4.4.2 Déformation et Vitesse de cisaillement :

La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile figure (I.5).

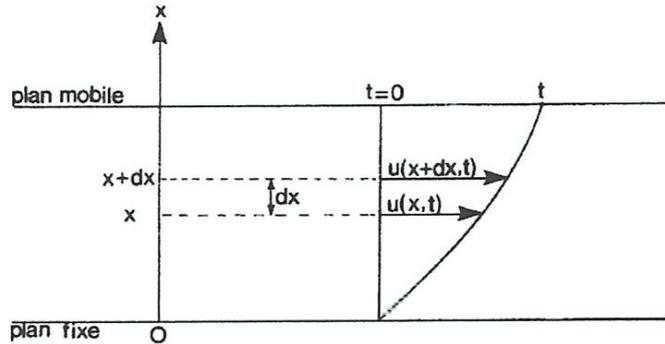


Figure (I.5) : Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles

Considérons les particules de matière qui se trouve au temps origine $t = 0$ dans une certaine section droite. A un instant (t) postérieur, chaque particule de matière aura parcouru la distance $u(x, t)$ pour la particule située à l'abscisse x et $u(x+dx, t)$ pour la particule située à l'abscisse $x+dx$.

On définit la déformation de cisaillement dans le cas de la symétrie plan par la relation :

$$\gamma = \frac{du(x,t)}{dx} \quad 1.6$$

Cette grandeur est sans dimension ; elle ne dépend pas de déplacement $u(x, t)$ lui même mais de la variation de ce déplacement lorsqu'on passe d'une couche à une couche infiniment proche. La vitesse de cisaillement est la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement γ , c'est une vitesse de déformation :

$$\dot{\gamma} = \frac{d\gamma}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{du}{dx} \right) = \frac{d}{dx} \left(\frac{du}{dt} \right) = \frac{dv}{dx} \quad [1/S] \quad 1.7$$

I.4.4.3 La viscosité :

C'est une propriété physique des fluides, elle exprime par l'effet de retard entre deux couches adjacentes d'un même fluide pendant son écoulement, la viscosité représente donc la résistance à l'écoulement d'un système soumis à une contrainte tangentielle. La connaissance de cette grandeur physique est une chose primordiale dans l'étude rhéologique d'un fluide.

Il existe différents types de viscosité, parmi les quelles on sites :

a) Viscosité dynamique :

La viscosité dynamique est définie par la relation :

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad [N.s/m^2] \text{ Ou } [Pa.s] \quad I.8$$

Elle est appelée également viscosité apparente

b) Viscosité cinématique :

La viscosité cinématique (η) est définie par la relation :

$$\eta = \frac{\mu}{\rho} \quad : \quad [m^2/s] \quad I.9$$

ρ : Masse volumique du fluide (kg/m^3)

Dans le tableau ci-dessous sont présentées les valeurs de la viscosité de quelques produits.

Tableau (I.2) : Quelques valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante

Matériau	Viscosité (Pa.s)
Air	10-5
Eau	10-3
Huile d'olive	10-1
Glycérine	1
Miel	10
Polymères fondus	103
bitume	108

I.4.5 Typologie de l'écoulement :

Il est possible d'effectuer une classification rhéologique des fluides suivant la nature des paramètres influençant leur comportement rhéologique. Nous distinguons trois catégories principales de fluide :

- ✓ Les fluides indépendants du temps.
- ✓ Les fluides dépendants du temps.
- ✓ Les fluides viscoélastiques.

I.4.5.1 Les fluides indépendants du temps :

Ce sont des fluides dont le taux de déformation dépend uniquement de la contrainte de cisaillement appliquée. Ils sont généralement appelés fluides purement visqueux. Cette catégorie regroupe les fluides suivants :

I.4.5.1.1 Les fluides newtoniens :

Un fluide est dit newtonien si sa viscosité est indépendante de la contrainte appliquée. On dit que le fluide est parfait ou linéaire. Elle ne dépend que la température, de la pression et de la nature du fluide. La viscosité dynamique souvent notée μ .

La loi de Newton :

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad I.10$$

τ : contrainte de cisaillement [Pa]

μ : viscosité dynamique du fluide [Pa. s]

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement [1/S].

Le Rhéogramme $\mu = f(\dot{\gamma})$ d'un tel fluide est donc une droite passant par l'origine, de pente μ , figure (I.6).

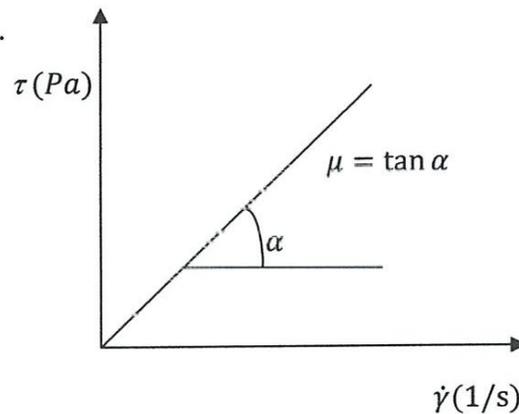


Figure (I.6): Rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ d'un fluide Newtonien

I.4.5.1.2 Les fluides non newtoniens :

Tous les fluides pour les quelles la relation entre la contrainte de cisaillement et la vitesse de cisaillement n'est pas proportionnelle. Les raisons du caractère non newtonien d'un fluide sont liées à la taille de particule, leur concentration dans la phase continue, leur nature, leur forme, leur aptitude à la déformation ou bien encore la réactivité physico-chimique de la phase continue notamment dans le cas de suspension colloïdales. Ils sont caractérisés par la loi générale :

$$\tau = \mu_a \cdot \dot{\gamma} \quad I.11$$

μ_a : La viscosité apparente dépendante de la vitesse de déformation [Pa. s].

On distingue deux catégories principales des fluides non newtoniens indépendants du temps :

- ✓ Les fluides à une contrainte critique (seuil) d'écoulement
- ✓ Les fluides sans contrainte critique (seuil) d'écoulement.

a) Les fluides à une contrainte critique :

Les fluides à contrainte critique sont des milieux qui tiennent à la fois du solide et du fluide : ils refusent obstinément de s'écouler si on ne les pousse pas assez fort, c'est à dire si la

contrainte appliquée reste inférieure à un seuil critique. En gros, ceci est dû au fait que, au repos, il existe dans ces milieux une structure tridimensionnelle rigide qui est détruite lorsque la contrainte devient supérieure à la contrainte critique [12].

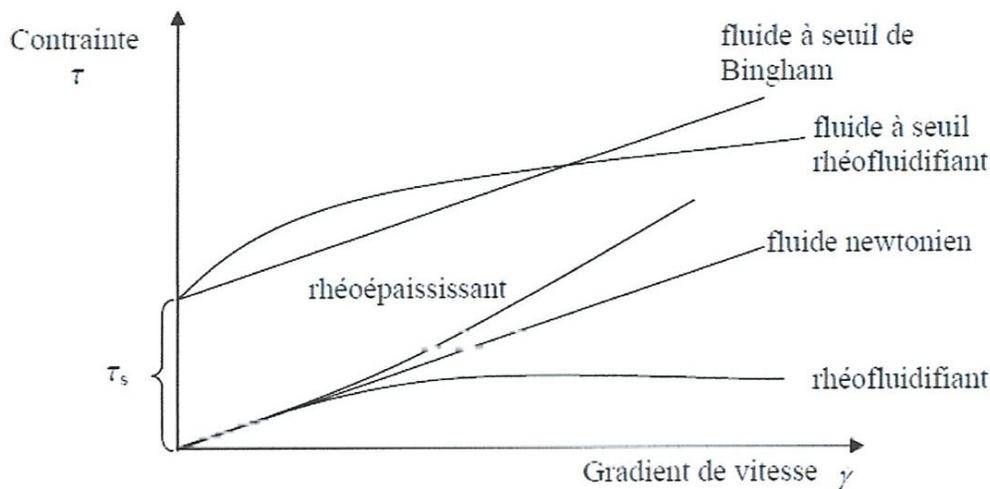


Figure (I.7) : Identification des différentes courbes d'écoulement en se basant sur leur forme caractéristique

Parmi les modèles rhéologiques pour les fluides non newtoniens à contrainte critique indépendants du temps on trouve :

✓ **Modèle de Bingham :**

Le modèle de Bingham permet de caractériser des fluides dits à seuils, comme les gels

Les équations qui régissent le comportement d'un fluide de Bingham sont les suivantes :

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad \text{Si} \quad \tau > \tau_0 \quad I.12$$

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \text{si} \quad \tau < \tau_0$$

τ_0 : Contrainte seuil [Pa]

μ_p : viscosité plastique [Pa.s]

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement [1 / s].

✓ **Modèle de Casson :**

$$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\mu_\infty \dot{\gamma})^{1/2} \quad I.13$$

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \text{si} \quad \tau < \tau_0$$

τ_0 : Contrainte seuil

μ_∞ : viscosité à cisaillement infini.

✓ **Modèle d'Hershel-Buckley :**

Le modèle de Hershel-Buckley est le modèle utilisé par Fluent pour décrire les plastique de Bingham, c'est donc le modèle que nous avons utilisé lors de nos simulation.

$$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n \quad I.14$$

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \text{si } \tau < \tau_0$$

τ_0 : Contrainte seuil

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement

k : Indice de consistance

n : indice d'écoulement.

Le tableau ci-dessous regroupe quelques modèles des fluides à contrainte seuil.

Tableau (I.3): Modèles rhéologiques décrivant l'écoulement des fluides à contrainte critique
(d'après MIDOUX, 1988)

<i>Modèle</i>	<i>Loi rhéologique</i>
Modèle de Bingham	$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma}$
Modèle de casson	$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\mu_\infty \dot{\gamma})^{1/2}$
Le modèle d'Hershel-Bulckley	$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$

Le modèle d'Herschel-Bulkley est celui permettant de décrire la plupart des fluides plastiques. Le modèle de Bingham est le plus simple de ces modèles, il permet de décrire le comportement rhéologique de nombreux matériaux (boues de forage, peintures à l'huile, certaines graisses).

Le système étudiés dans le présent manuscrit sont des fluides rhéofluidifiants qui obéissent au modèle Herschel-Bulkley, le comportement rhéofluidifiant se caractérise par une viscosité qui diminue quand le gradient de cisaillement augmente, les produits rhéofluidifiants présentent souvent un comportement newtonien pour les grad

ients de cisaillement plus élevés.

b) Fluides sans contrainte critique :

Parmi les modèles rhéologiques pour les fluides non newtoniens sans contrainte critique indépendants du tems on trouve:

✓ **Modèle d'Ostwald (Loi de puissance) :**

Le modèle de loi de puissance permet de caractériser les fluides ayant un comportement rhéoépaississant et rhéofluidifiant.

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad I.15$$

k : indice de consistance

n : indice d'écoulement

Le graphique ci-dessus représente le comportement des fluides pour des valeurs de l'exposant n particulières. On remarque que pour :

$n > 1$ le fluide a un comportement rhéoépaississant :

Ce sont des liquides qui ont une viscosité qui croît avec le taux de cisaillement. On utilise la loi de puissance pour les représenter :

$n < 1$ le fluide a un comportement rhéofluidifiant :

Ce sont des liquides qui ont une viscosité qui décroît avec le taux de cisaillement

$n = 1$ le fluide a un comportement Newtonien.

✓ **Modèle de sisko :**

$$\tau = \mu_0\dot{\gamma} + k\dot{\gamma}^n \quad I.16$$

μ_0 :viscosité a faible cisaillement.

Les courbes d'écoulement des principales catégories des fluides Sans contrainte critique sont présentées dans la figure ci-dessous.

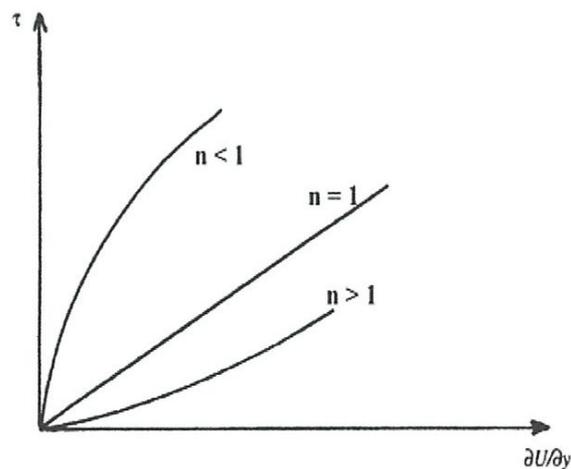


Figure (I.8): courbes d'écoulement des principales catégories des fluides
Sans contrainte critique

I.4.5.2 Les fluides dépendant du temps :

La seconde grande catégorie des fluides non newtoniens est constituée par des liquides dont le comportement varie en fonction du temps. On distingue deux catégories dans ce type de fluides :

- Fluide thixotropes
- Fluide rhéopexes.

a) Fluides thixotropes :

Les fluides thixotropes ont une viscosité qui diminue avec le temps quand on leur applique une contrainte constante. Après suppression de cette contrainte, on ne retrouve la viscosité initiale qu'après un certain temps plus ou moins long. C'est un phénomène réversible.

On trace un rhéogramme $\tau = f(\dot{\gamma})$ (**figure I.9**) en faisant croître puis décroître Régulièrement la vitesse de cisaillement, afin de revenir à la valeur initiale. On réalise ce qu'on appelle une " charge " puis une " décharge ".

Le comportement thixotrope concerne les corps fluidifiants et les corps plastiques (plus rarement les épaississants). Pour les corps plastiques, on peut avoir au cours de la modification de structure, un changement de contrainte seuil ou pas [13].

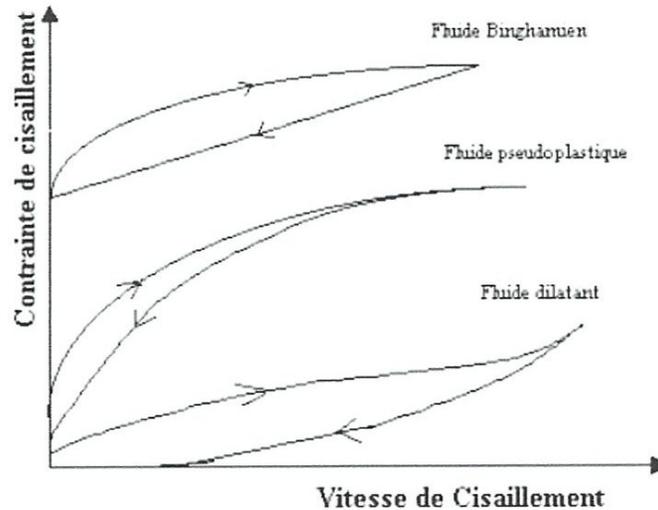


Figure (I.9): Boucle déhystérésis de fluide thixotropes

b) Fluides rhéopexes :

L'inverse de la thixotropie est la rhéopexie. Ces fluides ont une viscosité qui augmente avec le temps quand on leur applique une contrainte constante. Après suppression de cette contrainte, on ne retrouve la viscosité initiale qu'après un certain temps plus ou moins long.

c) Fluides viscoélastiques :

La frontière entre liquide et solide n'est pas toujours aussi évidente qu'on le croit. Il existe des substances au comportement intermédiaire entre celui d'un solide élastique parfait et celui d'un liquide visqueux newtonien ; ce sont les corps *viscoélastiques* [14].

1. Essai de fluage :

i) Solide élastique : Dans ce cas, l'équation rhéologique est la loi de Hooke qu'on écrit sous la forme:

$$\tau = G \cdot \gamma = \gamma / J \quad I.17$$

G : Le module élastique (de rigidité)

J : La complaisance élastique.

La déformation est proportionnelle à la contrainte, si celle-ci s'arrête, la déformation redevient instantanément nulle. On dit que la déformation élastique est instantanée et récupérable. On peut schématiser ce comportement par un ressort qui récupère sa forme initiale lorsque l'on supprime la contrainte qu'il a subie, figure (I.10). La fonction fluage a pour expression :

$$f(t) = J \quad I.18$$

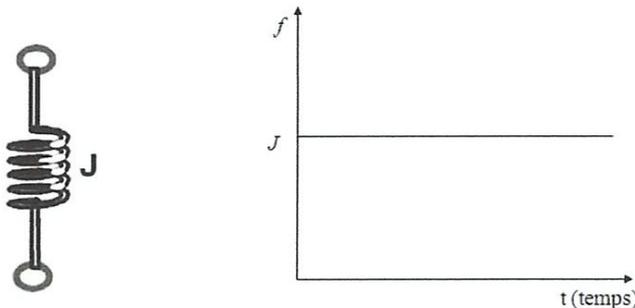


Figure : (I.10): Représentation symbolique du comportement élastique du corps solide

ii) Fluide visqueux newtonien : Si une contrainte constante est appliquée à ce fluide, la déformation croît linéairement avec le temps : le liquide s'écoule indéfiniment. Si la contrainte est ramenée à 0, la déformation demeure constante et égale à la valeur qu'elle possédait à l'instant t_1 . La déformation est donc irrécupérable. On peut schématiser ce comportement visqueux par un amortisseur qui ne récupère pas, après la suppression de la contrainte, la déformation qu'il a subie, figure (I.11). L'expression de la fonction fluage est obtenue en remplaçant, dans l'équation (I.17), τ par l'unité:

$$f(t) = \frac{t}{\eta} \quad I.19$$

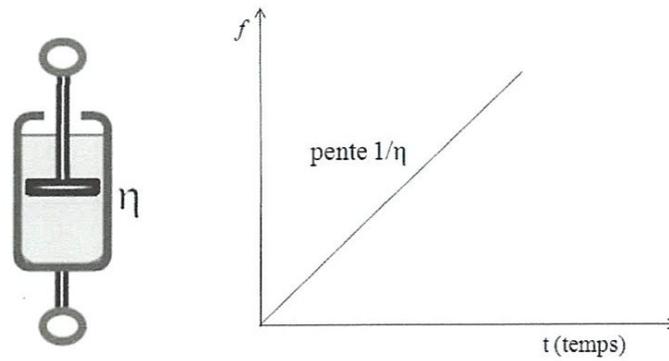


Figure (I.11): Représentation symbolique du comportement visqueux du liquide

iii) **Matériau viscoélastique** : C'est un comportement intermédiaire entre celui d'un liquide et celui d'un solide. Le test de fluage permet de mieux comprendre la structure responsable de ces comportements rhéologiques, dans le cas des suspensions argileuses en accédant aux propriétés des dispersions dans des conditions proches de l'état de repos, sans destruction de la structure interne. La figure (I.12) présente un cas type de comportement viscoélastique. En général, La modélisation de la viscoélasticité est basée sur l'association en parallèle (solide de Kelvin-Voigt) ou en série (Liquide de Maxwell) d'un ressort de complaisance élastique J , et d'un amortisseur de viscosité η .

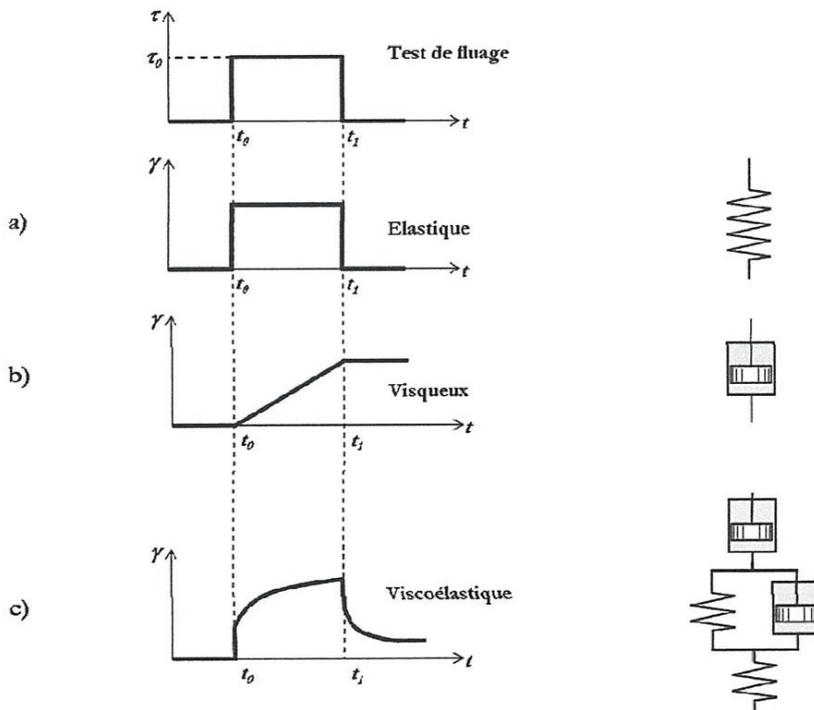


Figure (I.12): Essai de fluage (contrainte imposé) suivi de recouvrance, a) solide élastique, b) fluide newtonien, c) matériaux viscoélastique

Dans la littérature, on utilise souvent le modèle de Kelvin-Voigt généralisé. Il est constitué par l'association en série d'un liquide de Maxwell (η_0, J_0) et d'un certain nombre de solides de Kelvin-Voigt (η_i, J_i), figure (I.13). La fonction de fluage de cette association en série est égale à la somme des fonctions fluages des divers éléments, elle s'écrit sous la forme:

$$f(t) = J_0 + \frac{t}{\eta_0} + \sum_{i=1}^n J_i (1 - e^{-\frac{t}{\theta_i}}) \quad I.20$$

Où $\theta_i = \eta_i \cdot J_i$: Temps de retard du $i^{ème}$ solide de Kelvin-Voigt et n est le nombre de solides de Kelvin-Voigt.

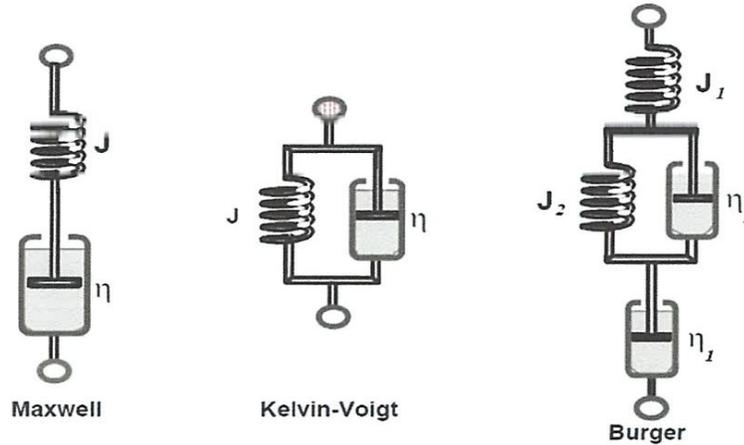


Figure (I.13): Différents types d'associations

2. Essai dynamique :

Ce type d'expérience qui présente un intérêt fondamental et qui consiste à étudier le matériau de façon dynamique, en lui imposant une contrainte (ou déformation) qui varie sinusoïdalement au cours du temps suivant une fréquence donnée.

Pour tenir compte de la dualité entre viscosité et élasticité, on utilise fréquemment des nombres complexes (deux composantes) lorsqu'un matériau est soumis à une sollicitation dynamique. Le module complexe $G^*(t)$ pour une sollicitation en cisaillement, s'écrit :

$$G^* = G' + i \cdot G'' \quad I.21$$

$$G^* = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad I.22$$

$$G^* = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}_0} \cdot (\cos\delta + i \cdot \sin\delta) \quad I.23$$

Avec :

G' : la partie réelle de G^* , appelée module de conservation ou module élastique, qui caractérise la rigidité du matériau viscoélastique, il caractérise le comportement élastique (l'énergie conservée et totalement restituée par le matériau)

i : l'unité « imaginaire » ($i^2 = -1$)

G'' : la partie imaginaire de G^* , appelée module de perte ou module de dissipation, qui caractérise le comportement visqueux.

$\tau, \dot{\gamma}$: Contrainte et gradient de cisaillement ;

δ : Angle de déphasage entre la contrainte appliquée et la déformation.

$\tau_0, \dot{\gamma}_0$: contrainte imposée et déformation dynamique.

Le Module de perte ou facteur d'amortissement s'écrit :

$$G' = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}_0} \cdot \cos \delta \quad I.24$$

Ainsi le module élastique s'écrit:

$$G'' = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}_0} \cdot \sin \delta \quad I.25$$

CHAPITRE II

LES ARGILES

II : LES ARGILES

II.1 Introduction :

Les argiles sont issues de la transformation de roches, et se présentent sous la forme de feuillets dont la taille est inférieure à $3,9 \mu\text{m}$ selon le critère de Wentworth. Les argiles font donc partie des colloïdes. Il existe quatre modes de formation des argiles. Le premier provient d'un héritage mécanique, érosion d'une roche puis sédimentation, le deuxième plus récent fait intervenir la cristallisation en solution, le troisième est le résultat de la dégradation d'une argile complexe en une autre plus simple et enfin le dernier, est issu de la formation d'une argile élaborée à partir d'une argile simple. Ces argiles se reconnaissent par leur couleur, leur granulométrie, leur forme, leur réactivité, leur capacité d'échange ionique. A la suite de l'arrivée de la diffraction des rayons X, les argiles ont été classées selon la famille cristallographique à laquelle elles appartiennent [15].

II.2 Structure des minéraux argileux :

Les minéraux argileux sont tous constitués à partir d'un empilement de feuillets tétraédriques et octaédriques entrecoupé par un espace appelé espace inter-foliaire, on trouve:

1) **Les feuillets tétraédriques** : ils sont agencés en mailles hexagonales et sont constitués de tétraèdres d'oxygène entourant un atome de silicium ou d'aluminium.

2) **Les feuillets octaédriques** :

Les sont composés d'octaèdres formés par deux plans d'oxygènes-hydroxyles encadrant des atomes plus larges tels que : Al, Fe, Mg, Li, etc.

Des substitutions peuvent intervenir entre les différents atomes constituants de la couche tétraédrique ou octaédrique. Ces substitutions induisent un déficit de charge permanent, faisant de beaucoup d'argiles des espèces stablement chargées négativement. Ces charges sont compensées par l'incorporation de cations au sein de l'espace l'inter-foliaire de l'argile.

Les groupements OH^- présents en bordure des argiles induisent également une capacité d'échange et d'adsorption d'espèces chargées. Ces groupements hydroxyles sont cependant dépendant du pH ainsi : À bas pH, les hydroxyles de surfaces sont entièrement protonés (OH) l'argile montre une charge de bordure globalement positive. À haut pH, les hydroxyles se déprotonent, la surface est globalement négative (O^{2-}). On parle alors ici de charges variables. Ces dernières sont nettement moins importantes que les charges permanentes, mais jouent tout de même un rôle dans la capacité d'échange de l'argile, figure (II.1) [16].

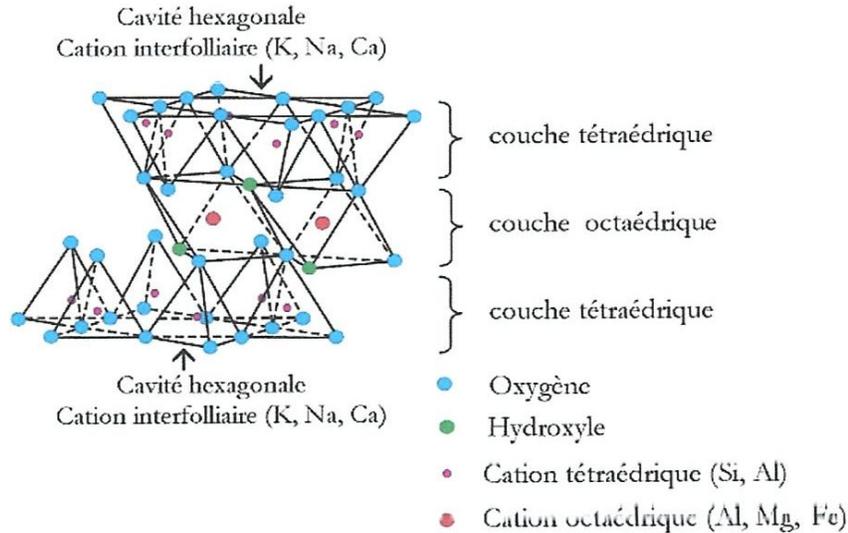


Figure (II.1) : Représentation d'un feuillet de phyllo-silicate 2:1 [16]

II.3 Classification des argiles :

Il existe différentes classifications des argiles. La plus classique est basée sur l'épaisseur et la Structure du feuillet. On distingue ainsi quatre groupes [17]:

a) **Minéraux à 7 Å** : Le feuillet est constitué d'une couche tétraédrique et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T:O ou de type 1:1. Son épaisseur est d'environ 7 Å.

b) **Minéraux à 10 Å** : Le feuillet est constitué de deux couches tétraédriques et d'une couche octaédrique. Il est qualifié de T:O:T ou de type 2:1. Son épaisseur est d'environ 10 Å.

c) **Minéraux à 14 Å** : Le feuillet est constitué de l'alternance de feuillets T:O:T et de couches octaédriques inter-foliaires.

d) **Minéraux inter-stratifiés** : L'épaisseur du feuillet est variable. Ces minéraux résultent du mélange régulier ou irrégulier d'argiles appartenant aux groupes qui sont les kaolinites, les illites et les smectites.

i) **Kaolinite** : Dans le cas de la kaolinite, le feuillet est toujours neutre, di-octaédrique et alumineux, de composition $(Si_2)(Al_2)O_5(OH)_4$ par demi-maille. Morphologiquement, la kaolinite se présente sous forme de particules hexagonales constituées par des empilements de feuillets, figure (II.2).

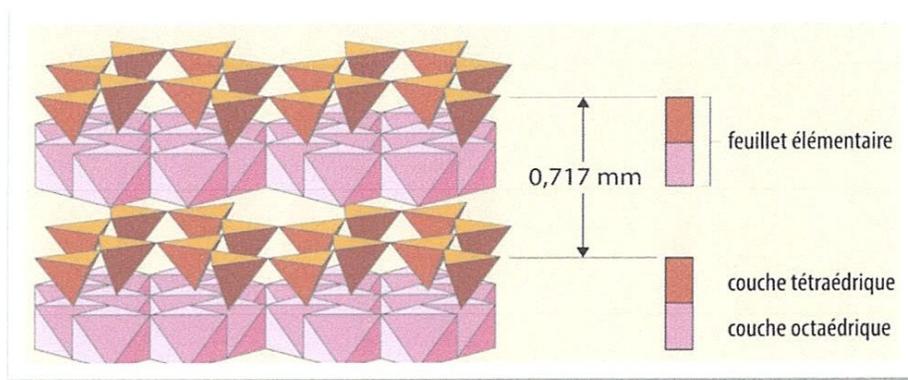


Figure (II.2): présentation schématique de la Kaolinite

II) Les smectites :

Ce sont des phyllo-silicates, constitués de deux couches tétraédriques encadrant une couche octaédrique. Les minéraux les plus importants de cette famille sont la montmorillonite, la beidellite, l'hectorite et la saponite. Cette famille d'argile est composée de particules plates d'une grande extension latérale avec des diamètres allant de quelques microns à plusieurs centaines de microns.

L'épaisseur totale du feuillet et de l'espace inter-feuillet associé est d'environ 14 Å. Des molécules d'eau sont susceptibles de s'intercaler dans l'espace inter-foliaire, figure (II.3). Le degré d'hydratation dépend de la nature du cation hydraté et de l'humidité relative. Cette possibilité de "gonflement" des espaces inter-foliaires conduit à désigner ces argiles par le terme d'"argiles gonflantes".

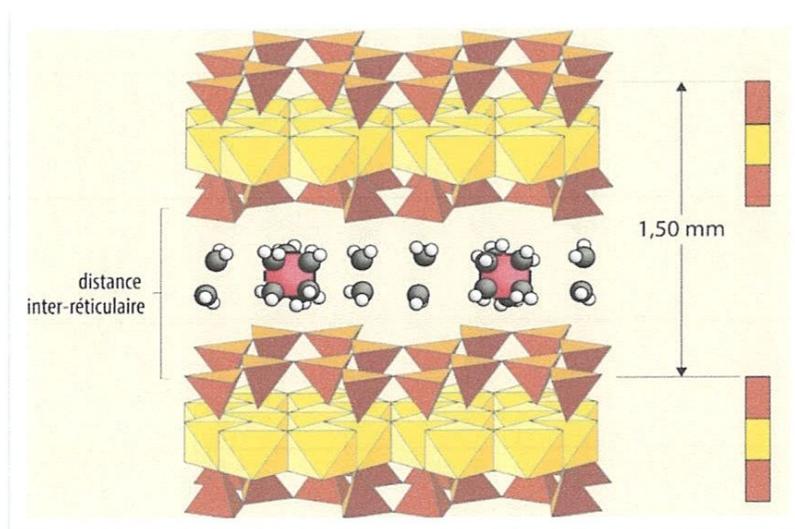


Figure (II.3): présentation schématique de la smectite

Les études électrocinétiques menées sur les smectites indiquent que pour tout pH supérieur à 2 ou 3, celles-ci portent une charge négative à leur surface, neutralisée par des cations dits "compensateurs", c'est l'origine du gonflement de ces minéraux en présence d'eau.

ii) Illite :

Comme les smectites, cette famille est aussi un phyllo-silicate 2:1. Les feuillets possèdent une charge globale négative, plus élevée que celle des smectites, qui est compensée par des ions potassium. La différence fondamentale avec les smectites réside dans le fait que les ions compensateurs (potassium) ne sont que très faiblement échangeables : l'illite a une capacité d'échange cationique faible. Il n'y a pas d'hydratation des espaces inter-foliaires. La structure de l'illite montre des feuillets composés d'une couche octaédrique liée à deux couches tétraédriques, figure (II.4).

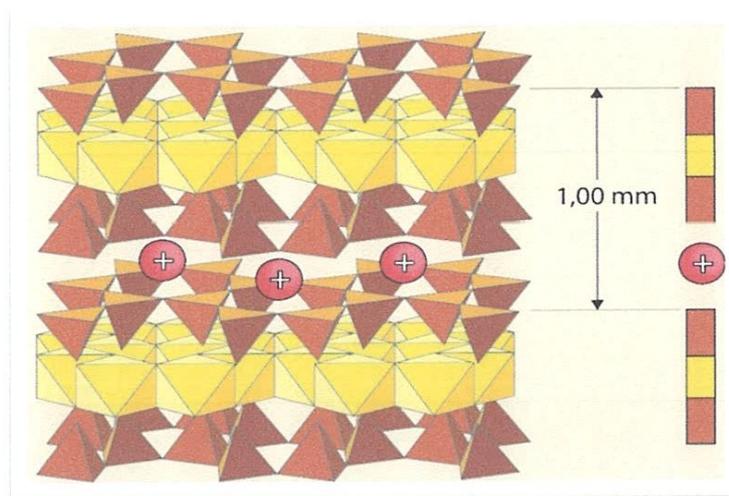


Figure (II.4): présentation schématique de l'illite

Les cations inter-foliaires sont en général échangeables par des cations organiques et minéraux se trouvant dans des solutions mises au contact du phyllo-silicate, Figure II.1). On caractérise alors chaque phyllo-silicate par sa *Capacité d'Echange Cationique (CEC)* 100.

Le tableau (II.1) résume la classification des minéraux argileux.

Tableau (II.1): Classification des principaux groupes de minéraux argileux

Groupe de minéraux argileux	Espèce minérale	Structure T - couche de tétraèdres O - couche octaèdre						
Kaolinites	Kaolinite, Halloysite Dickite	Minéraux à 2 couches T-O T-O						
Smectites	Montmorillonite Saponite, Beidellite Nontronite	Minéraux à 3 couches T-O-T T-O-T						
Illites Vermiculites Micas	Illite, Vermiculite Muscovite Biotite	H ₂ O Cations						
Chlorites	Chlorite	Minéraux à 4 couches T-O-T-O T-O-T-O						
Sépiolites Palygorskites	Sépiolite, (écume de mer) Attapulgite	Minéraux en lattes <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="padding: 2px;">T-O-T</td> <td style="padding: 2px;"></td> <td style="padding: 2px;">T-O-T</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;"></td> <td style="padding: 2px;">T-O-T</td> <td style="padding: 2px;"></td> </tr> </table>	T-O-T		T-O-T		T-O-T	
T-O-T		T-O-T						
	T-O-T							

II.4 Espace inter-foliaire :

Les espaces qui se trouvent entre les feuillets peuvent être vides ou remplis.

Ils sont vides lorsque les différents feuillets sont neutres et liés entre eux par des liaisons hydrogène dans le cas des espèces 1 :1, ou par des liaisons de VAN DER WALS dans le cas des minéraux 2 :1, type talc ou pyrophyllite.

Ils sont occupés par des cations dès que les feuillets de l'édifice présentent un déficit de charge à la suite de substitutions iso-morphiques. Ces cations rétablissent l'électro-neutralité du système et en même temps assurent la liaison entre les feuillets, qui est ici de nature ionique. Ces cations peuvent être soit secs soit hydratés. Les cations les plus fréquents sont Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, K⁺, Na⁺, Li⁺.

II.5. Les principales caractéristiques des minéraux argileux :

Les principales caractéristiques des minéraux argileux qui influencent le gonflement sont les suivantes [18] :

II.5.1 La surface spécifique :

Les argiles sont composées de la surface externe comprise entre les particules et la surface interne correspondant à l'espace inter-foliaire. L'augmentation de la surface spécifique donne un pouvoir de gonflement plus important et par conséquent un potentiel de gonflement plus élevé.

II.5.2 La densité de charge spécifique σ :

σ : est égale au rapport entre la capacité d'échange cationique CEC et la surface spécifique S de la particule argileuse. $\sigma \text{ (meq/m}^2\text{)} = \frac{CEC}{S} \dots \text{ (II.1)}$

Deux types de charges existent dans les milieux argileux:

Une charge permanente ou structurelle liée aux substitutions ioniques (Al^{3+} pour Si^{4+} dans la couche tétraédrique, Mg^{2+} ou Fe^{2+} pour Al^{3+} dans la couche octaédrique). Une charge de surface variable selon le pH du milieu liée aux réactions chimiques qui se produisent à la surface des minéraux. La densité de charge spécifique réduit le gonflement ou la pression de gonflement des matériaux argileux.

II.5.3 La capacité d'échange cationique (CEC) :

Mesure la capacité d'une argile à échanger des cations, elle est exprimée en milliéquivalent par 100 grammes d'argiles et varient dans le même sens que la densité de charge surfacique.

Donc pour les argiles ayant une valeur élevée de CEC elles ont tendance à peu gonfler, et cela à surfaces spécifiques égales.

II.6 Mécanisme de gonflement des argiles :

II.6.1 Hydratation des espaces inter-foliaires :

Lors de l'hydratation d'une éprouvette d'argile sèche, l'eau pénètre dans l'espace inter foliaire et s'organise en couches mono moléculaires, puis interagit avec les feuillets et les cations déjà présents. Cette hydratation favorise la création d'une pression, appelée pression de disjonction, qui a pour conséquence une augmentation de la distance inter-foliaire et donc un gonflement de l'ensemble des deux feuillets, c'est le gonflement cristallin.

Ce gonflement n'est possible que lorsque les liaisons inter-feuillets sont très faibles pour laisser pénétrer l'eau dans l'espace inter-foliaire. C'est le cas par exemple de la montmorillonite.

Le phénomène de gonflement est influencé par la nature des cations inter-foliaire. Ainsi la montmorillonite sodique (Na^+) gonfle plus qu'une montmorillonite calcique (Ca^{2+}). En effet, le rayon ionique de Na^+ est plus proche de la taille de la molécule d'eau et son interaction avec cette dernière est plus faible que pour le cation Ca^{2+} . L'eau se répartit alors plus facilement à la surface du feuillet.

Dans les argiles illitiques, le gonflement cristallin est très faible et il est quasiment inexistant dans les kaolinites [19].

II.6.2 Gonflement osmotique (répulsion entre les particules) :

Le gonflement osmotique se produit lorsque l'énergie d'hydratation est suffisante pour franchir la barrière de potentiel due aux forces électrostatiques attractives entre feuillets.

L'adsorption des cations par les particules argileuses et la formation de la double couche diffuse sont responsables de la répulsion des deux particules.

Si l'argile sèche est placée au contact de l'eau, les sels s'y dissolvent, mais les différents ions se répartissent de manière non homogène, la concentration en cation devient plus forte au voisinage des surfaces externes des argiles, tandis que les anions ont plutôt tendance à s'éloigner des surfaces argileuses. La zone perturbée, ainsi créée par cette répartition non homogène des cations et des anions, est appelée la double couche diffuse. Du fait des différences de concentration au sein de la couche diffuse, des pressions osmotiques sont développées à chaque fois que les doubles couches de deux particules se chevauchent [19].

II.7 Microstructure de la bentonite :

II.7.1 Introduction :

La bentonite est une argile dont le nom vient de Fort Benton aux Etats-Unis, connue aussi sous le terme de terre à foulon, elle peut être considérée comme une smectite, étant essentiellement type de phyllo-silicate constituée de montmorillonite $(\text{SiO}_2)_m(\text{Al}_2\text{O}_3(\text{H}_2\text{O}))_p$, 80%, on trouve également d'autres minéraux comme le quartz, le mica, le feldspath, la pyrite ou la calcite, les gisements de bentonites sont d'origines volcanique et hydrothermale, figure (II.5) [16].

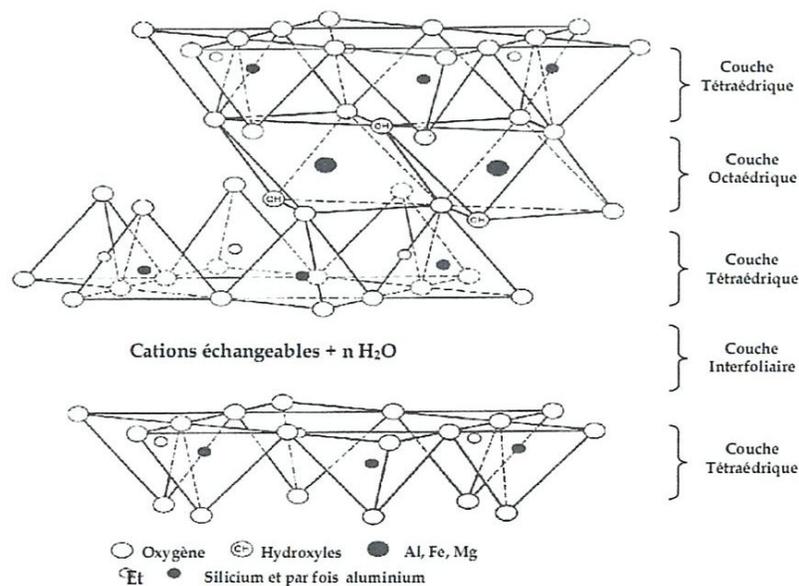


Figure (II.5): Représentation schématique d'un feuillet de phyllosilicate [16]

II.7.2 La structure multi-échelle de la montmorillonite :

Pour décrire la structure à différentes échelles et les propriétés spécifiques. Ceci est rendu possible par l'utilisation de techniques expérimentales telles que la Diffusion aux Petits Angles des Rayons X (DPAX), la Microscopie Electronique à Transmission (MET) et la Microscopie Electronique à Balayage (MEB). Différents auteurs ont mis en évidence trois niveaux d'organisation dans les systèmes argileux, particulièrement les montmorillonites.

Les différents objets caractéristiques de cette structure multi-échelle des montmorillonites sont présentés dans la figure suivante [16]:

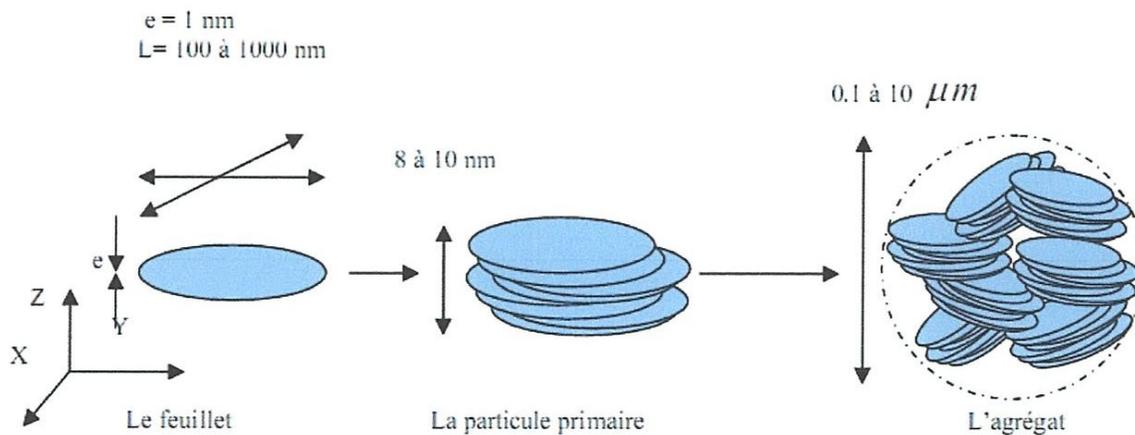


Figure (II.6): Structure multi-échelle de la montmorillonite

II.7.2.1 Le feuillet :

Les feuillets sont les unités structurales de base définissant la nature minéralogique, les propriétés physico-chimiques ainsi que le comportement macroscopique.

La charge d'un feuillet varie de 0,2 à 0,6 électron par maille, selon la localisation des substitutions et le taux d'occupation des couches octaédriques.

La montmorillonite possède environ 0,3 à 0,4 électron par maille. On emploie généralement les termes de montmorillonite "calcique" et de montmorillonite "sodique" pour faire référence à la nature de ces cations.

II.7.2.2 La particule primaire :

Les particules constituent le premier niveau d'organisation elles sont caractérisées par un empilement de feuillets identiques parallèlement à leur plan de base. Les forces de cohésion entre feuillets sont plus faibles que celles existant au sein du feuillet. Si on considère les principales espèces minéralogiques la structure de la particule observée dans un plan perpendiculaire au plan des feuillets peut se présenter suivant trois grands types

d'empilements: Empilement ordonné, empilement semi-ordonné et empilement désordonné.

II.7.2.3 L'agrégat :

C'est un ensemble de particules primaires orientées dans toutes les directions. Les agrégats ont une taille qui varie de 0,1 à 10 microns comme il est montré sur la figure (II.6). Il s'agit d'un assemblage de particules dont l'arrangement est gouverné par le type de forces résultant des interactions entre particules (et du degré de compaction). En effet lorsque les forces répulsives sont dominantes, les particules s'orientent parallèlement et la structure est dite dispersée.

Ces particules s'assemblent au sein d'agrégats plus au moins denses selon la texture et le nombre des particules, ainsi que les distances entre celles-ci.

II.7.3 Associations des particules dans les suspensions d'argile :

Dans la littérature, on considère deux paramètres décisifs pour définir le type et la force d'association et, par conséquent, la formation du gel. Ces paramètres sont la concentration des particules argileuses et la salinité du milieu. Sur la figure (II.7), on distingue quatre différents modes d'association de particules argileuses :

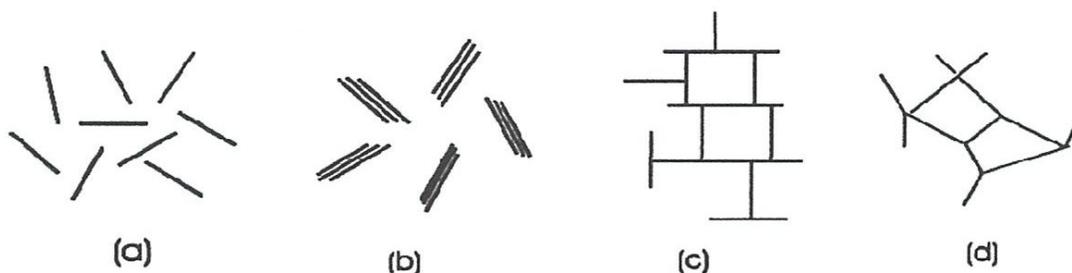


Figure (II.7): Modes d'associations supposés des feuillets de montmorillonite en suspension :
 (a) dispersion, (b) agrégation face-face, (c) association bord-face, (d) association bord-bord
 [d'après Van Olphen (1964)]

a) Etat dispersé : c'est le cas d'une argile très diluée.

b) Organisation face à face : Elle est due aux interactions des doubles couches électriques de deux feuillets. Elle peut entraîner l'agrégation des feuillets lorsque les deux doubles couches coalescent et que les feuillets ne sont plus séparés que par une couche médiane de cations positifs. Ce type d'association peut conduire à l'obtention d'agrégats de feuillets parallèles distants de moins de 20 Angströms. Dans ce cas, les unités structurales

pouvant s'associer pour former un gel sont moins nombreuses du fait que la surface d'interaction entre l'argile et la solution diminue.

c) et d) **Organisations bord-face et bord-bord** : Les bords des feuillets de montmorillonite sont des liaisons rompues de silice et d'alumine. Ils présentent un caractère amphotère, c'est à dire que Figure (II.7): Modes d'associations supposés des feuillets de montmorillonite en suspension : (a) dispersion, (b) agrégation face-face, (c) association bord-face, (d) association bord-bord selon le pH de la solution, ils peuvent être chargés positivement ou négativement. Sous certaines conditions de pH, les bords des feuillets et les faces présentent des polarités opposées et développent des forces électrostatiques attractives. Elles permettraient la construction d'organisations de type "château de cartes". Cette organisation permet de piéger beaucoup plus d'eau que l'agrégation face-face et conduit à une structure continue similaire à un gel.

II.8 Interactions eau - argile - polymère :

II.8.1 Interactions argile - eau :

Les surfaces d'argiles contiennent des groupes d'hydroxyles et d'oxygènes qui forment des liaisons avec les molécules d'eau. Les cations échangeables adsorbés à la surface de l'argile auront également une enveloppe de molécules d'eau en association étroite. De plus l'eau formera une liaison avec les sites négatifs des bords.

Ces interactions se combinent afin de créer une zone de 10 à 15 couches d'eau, en association étroite, avec l'argile créant ainsi « l'enveloppe d'hydratation » [16].

II.8.2 Interactions polymère - eau :

De même que pour les argiles, les polymères à poids moléculaires élevés solubles dans l'eau, créent une gaine d'eau en association étroite autour de chaque molécule.

II.8.3 Interactions argile - argile :

Entre les particules d'argile il y a attraction ou répulsion entre les particules dans des états soit de floculation soit de défloculation respectivement.

II.8.4 Interactions polymère - polymère :

En plus des réactions polymères avec les argiles, il y a, également des, interactions entre eux par un mécanisme d'enchevêtrement d'autant plus prononcé, que les chaînes sont longues.

II.8.5 Interactions eau - argile - polymère :

II.8.5.1 Mécanisme d'adsorption :

L'adsorption est un phénomène physique de fixation des constituants d'une phase liquide ou gazeuse sur une surface solide. Dans le cas de l'adsorption de polymère par les surfaces de particules argileuses, les macromolécules s'adsorbent généralement par segments de chaînes appelés "trains". Entre deux trains consécutifs, ces macromolécules forment une "boucle". Le segment de chaîne situé avant le premier train ou après le dernier est appelé "queue", figure (II.8.a).

De façon générale, les polymères s'adsorbent par des interactions de type Van Der Waals, électrostatiques, hydrophobes ou par la création de liaisons hydrogène. L'adsorption des polymères sur les surfaces d'argile conduit généralement à un système stérique stable ou à une floculation par ponts, ce qui a des conséquences sur la rhéologie et la stabilité du système. La quantité du polymère adsorbée (Γ) dépend de la nature structurel de l'additif ou de l'argile, la nature des cations existant dans le système, le poids moléculaire et la charge du polymère ou encore l'effet de la force ionique (ou salinité) du milieu.

En pratique, l'affinité du polymère pour l'adsorbant est caractérisée à température constante par des *isothermes d'adsorption*. Ces derniers représentent la quantité de polymère adsorbé (adsorbat) en fonction de la concentration en *polymère libre* dans le milieu dispersant, appelée *concentration en polymère à l'équilibre* C_e .

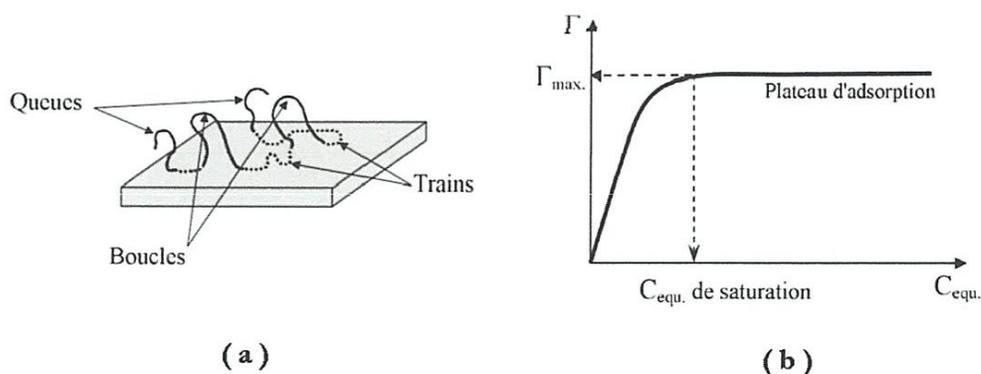


Figure (II.8): a) Schéma des différentes séquences d'un polymère adsorbé sur une surface argileuse. b) Représentation schématique d'un isotherme d'adsorption

II.8.5.2 Mélange à base d'additif neutre :

Dans le cas de l'adsorption de macromolécules neutres (polymère non ionique) sur des argiles, leur fixation à la surface serait majoritairement due à la création de liaisons hydrogène entre

des groupes hydroxyles, quand il y en a, et des atomes fortement électronégatifs comme l'oxygène. D'autres liaisons de type Van Der Waals sont également envisagées, figure (II.9).

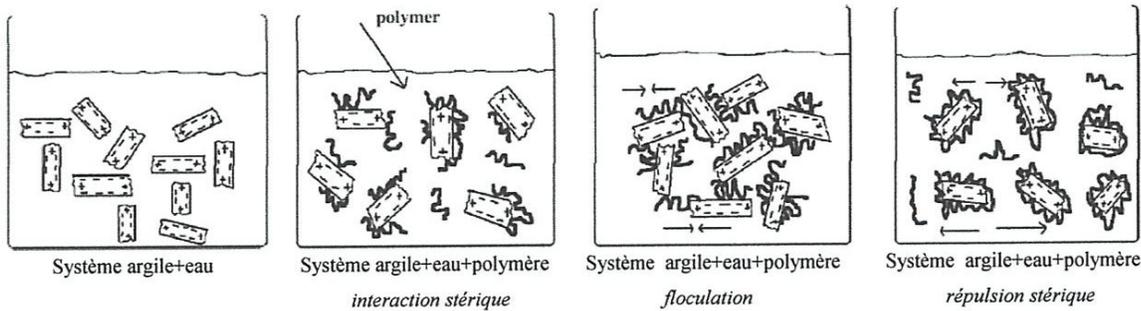


Figure (II.9): Représentation schématique de l'adsorption d'un polymère non ionique par des particules de bentonite en fonction de la concentration de polymère

II.8.5.3 Mélange à base d'additif cationique :

Les particules d'argile en solution aqueuse ont une forte charge négative. Par conséquent, l'adsorption d'un polymère ou tensioactif *cationique* sur une surface chargée négativement se fait par interactions coulombiennes entre les groupes cationiques du polymère et la surface d'argile. On admet généralement que les poly-cations ont une attractivité instantanée sur la surface d'argile, dans ce cas peu de boucles sont formées. Ainsi, la quantité de polymère adsorbée demeure plus importante.

II.8.5.4 Systèmes eau – bentonite – additif anionique :

la caractérisation des systèmes eau – argile – macromolécule anionique est étudiée généralement en tenant compte de la force ionique du système.

En fonction de la salinité du milieu, on peut observer deux processus complémentaires :

- Aux faibles forces ioniques, la quantité de polymère adsorbé atteint rapidement une valeur limite peu élevée, quel que soit le taux de charge du poly-électrolyte. Il peut s'agir d'une adsorption de type électrostatique sur les faces latérales de l'argile chargée positivement.
- Aux salinités plus élevées, l'adsorption est plus importante sans présenter de saturation nette aux concentrations en polymère étudiées. Dans ce cas, les macromolécules s'adsorbent sur l'ensemble de la surface de l'argile, par des liaisons hydrogène, grâce à l'écrantage des répulsions électrostatiques.

Aux bords des particules d'argile, M'bodj *et al.* (2004) pensent que l'adsorption du xanthane, en absence du sel, est assurée par les forces de van der Waals et les liaisons d'hydrogène.

CHAPITRE III

POLYMERES ET SURFACTANTS

III. POLYMERES ET SURFACTANTS

III.1 Les polymères utilisés dans les fluides de forage :

III.1.1 Introduction :

On appelle polymère une macromolécule constituée d'unités fondamentales appelées monomères (ou motifs) reliées par des liaisons covalentes.

Un monomère est un composé constitué de molécules simples pouvant réagir avec d'autres monomères pour donner un polymère [20]. Il existe différents types de polymères :

III.1.1.1 Polymères linéaires :

Les polymères linéaires sont constitués de grandes chaînes de monomères reliés entre eux par des liaisons covalentes. Ces macromolécules sont liées entre elles par des liaisons secondaires qui assurent la stabilité du polymère. Ces liaisons secondaires sont des liaisons ou ponts hydrogène ou des liaisons de Van der Waals. La figure (III.1) donne différents exemples de polymères linéaires.

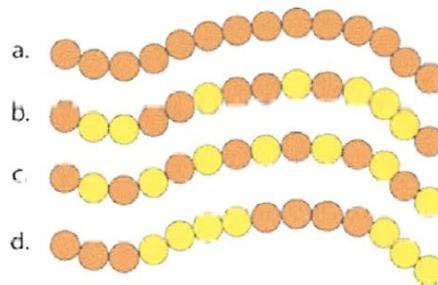


Figure (III.1): Polymères linéaires a): homopolymère, b) : copolymère statistique, c): copolymère alterné, d): copolymère séquencé

III.1.1.2 Polymères ramifiés :

Des chaînes homopolymériques ou copolymériques peuvent se greffer sur d'autres chaînes au cours de la polymérisation, figure (III.2):

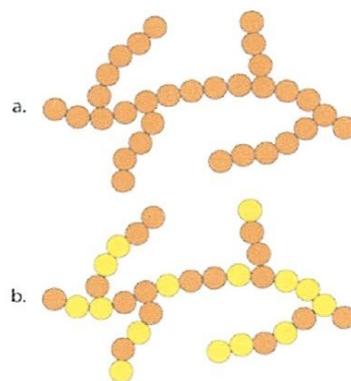


Figure (III.2) : Homopolymère ramifié (a) et copolymère ramifié (b)

III.1.1.3 Polymères réticulés :

La réticulation correspond à la formation de liaisons chimiques suivant les différentes directions de l'espace au cours d'une polymérisation, et qui conduit à la formation d'un réseau, figure (III.3).

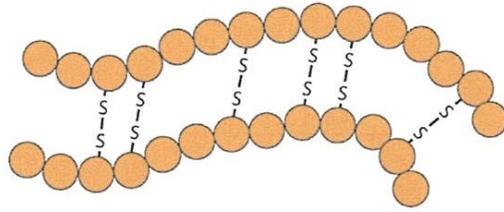


Figure (III.3) : Polymère réticulé avec ponts di-sulfure reliant deux chaînes

III.1.1 4 Polymères amorphes et polymères cristallisés :

Les chaînes macromoléculaires peuvent être organisées de façon aléatoire dans l'espace et constituer ainsi une phase amorphe. Elles peuvent être rangées régulièrement avec la constitution d'un ordre responsable d'une propriété caractéristique de l'état cristallin. Dans un polymère, les deux états ordonnés et désordonnés peuvent exister dans un même matériau qui est alors de nature semi-cristalline, figure (III.4).

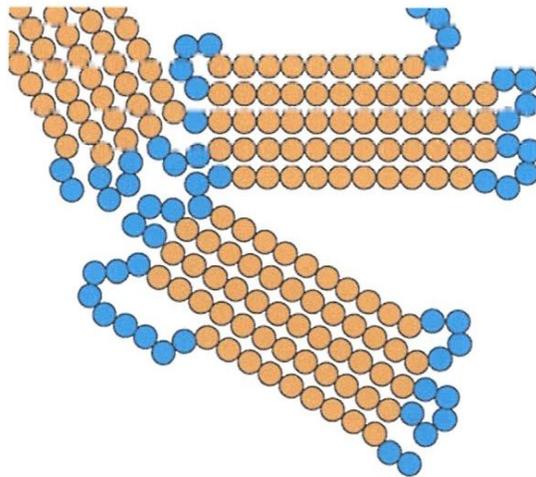


Figure (III.4): Représentation schématisique d'un polymère semi-cristallin

Les polymères sont d'origine naturelle (animale ou végétale) ou d'origine synthétique.

Les polymères utilisés dans les fluides de forage doivent répondre à plusieurs critères [21]:

- la résistance à la température 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 et le minimum d'endommagement des formations productrices ;
- la lubrification et la protection contre la corrosion.

Face à toutes ces exigences, des 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. Les WBM à base de sels d'ammoniums quaternaires se révèlent être de meilleurs inhibiteurs que les WBM conventionnels.

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 (poly-phénols) 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 :

- ✓ les paramètres imposés par l'environnement tels que pH, salinité (nature et concentration en sels), température, oxygène.
- ✓ 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. 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.

Parmi les polymères utilisés dans les fluides de forage on trouve:

III.1.2. La gomme de 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 œuvre conditionnent les propriétés finales du polymère: composition finale de la poudre, masse molaire, composition chimique du motif, rhéologie ...etc.

Sa formule brute moyenne est $(\text{C}_{67}\text{H}_{102}\text{O}_{56})_n$, 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. 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 (III.5).

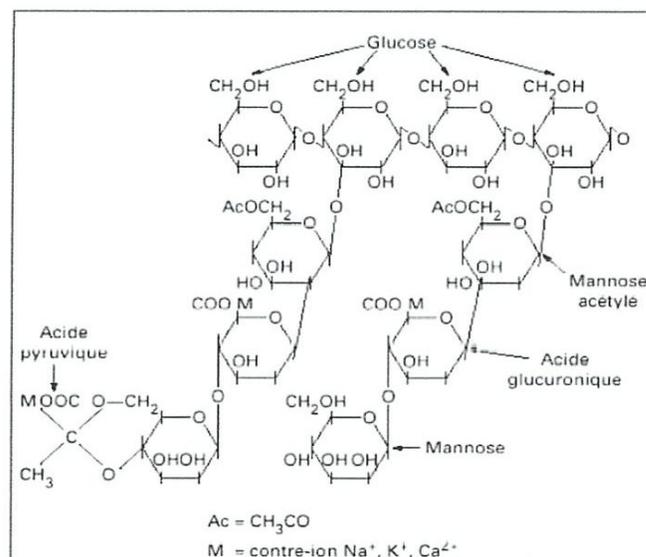


Figure (III.5) : Structure primaire de la gomme de xanthane

Les chaînes ramifiées (60 % de la masse totale) sont repliées le long de la chaîne cellulosique, constituant ainsi un 2^{ème} 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.

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 [22].

III.1.3 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. La molécule de base a été synthétisée en 1930 en Allemagne durant la première guerre mondiale.

Le CMC est un polymère linéaire anionique à base de cellulose partiellement greffée par des groupes $-\text{OCH}_2\text{COO}^-$, Figure (III.6) selon un certain degré de substitution (DS).

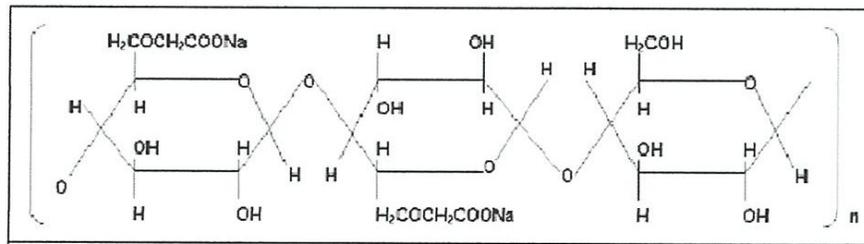


Figure (III.6) : Structure chimique de la CMC

La cellulose naturelle est insoluble dans l'eau, même en solution diluée, parce que les atomes d'hydrogène des groupements hydroxyles forment des liaisons intermoléculaires qui rendent impossible la solvatation des chaînes.

Cependant, l'éthérisation ("carboxyméthylation") partielle de la cellulose apporte un groupement chargé (-COO-Na⁺) 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.

Lorsqu'on ajoute du sel à une solution de CMC, ses dimensions en solution diminuent fortement, Figure (III.7).

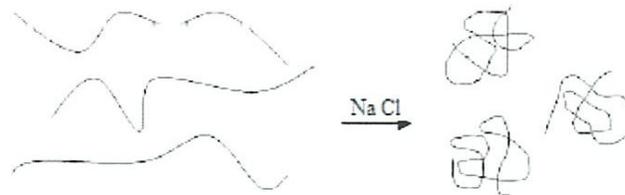


Figure (III.7) : Diminution des dimensions des chaînes du CMC dans un milieu salin

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 Ca²⁺ et les groupes -COO 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. 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 [23].

III.1.4 Le cellulose polyanionique (PAC) :

Le PAC est un polymère cellulosique de type carboxyméthylcellulose ayant une conformation en pelote flexible, 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, figure (III.8).

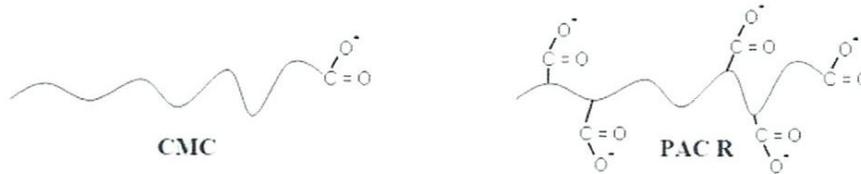


Figure (III.8): Etat du CMC et du PAC lors de l'hydratation dans le cas (eau-polymères)

III.1.5. Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA) :

Le PHPA est parmi les polymères synthétiques, le polymère le plus utilisé dans le domaine Pétrolier 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.

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 (III.9).

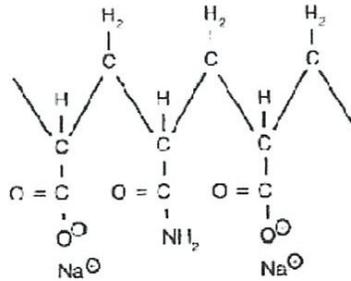


Figure (III.9): Polyacrylamide partiellement hydrolysé (sel de sodium)

Ainsi, la rhéologie est améliorée avec des concentrations minimales de bentonite, 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 [23].

III.1.6 Les glycols :

Dans le domaine du forage, le (poly-glycol) ou le 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.

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 poly-glycols. En utilisant le mélange PEG-Carbonates de potassium, réduit 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 [23].

III.1.7 Les silicates de sodium :

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.

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 (III.10).

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 $[\text{Si}(\text{OH})_4]$ qui se polymérise en silice.

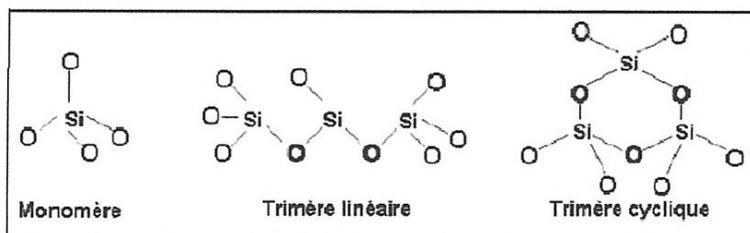


Figure (III.10): Structure des anions silicate

L'inhibiteur primaire dans ce système est le silicate de sodium, qui s'hydrolyse pour donner les hydroxydes de silicium $\text{Si}(\text{OH})_4$ 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 [23], Figure III.11).

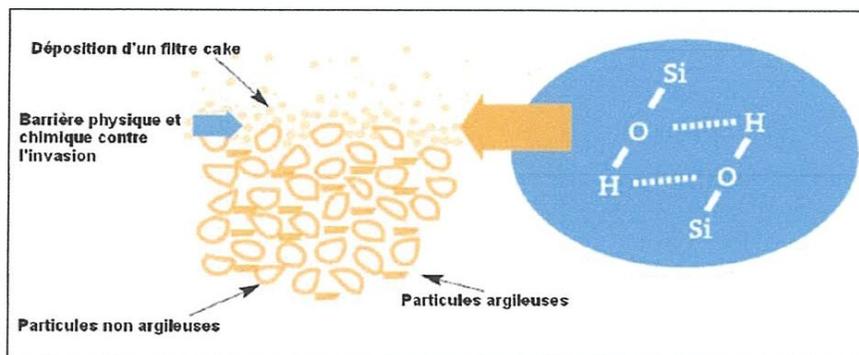


Figure (III.11): La polymérisation du silicate monomère et la formation de la barrière physique et chimique à l'invasion de filtrat et de particules

IV.8. Rhéologie des polymères utilisés dans les fluides de forage :

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.

Les suspensions, émulsions, polymères en solution sont constitués au repos de particules de formes irrégulières, gouttelettes ou chaînes emmêlées qui constituent une viscosité élevée car ayant une forte résistance à l'écoulement. Soumis à une contrainte, l'écoulement s'accélère, les particules s'orientent, les chaînes se démêlent parallèlement à la force d'enchainement et opposent ainsi une résistance plus faible. La viscosité diminue [24], Figure (III.12).

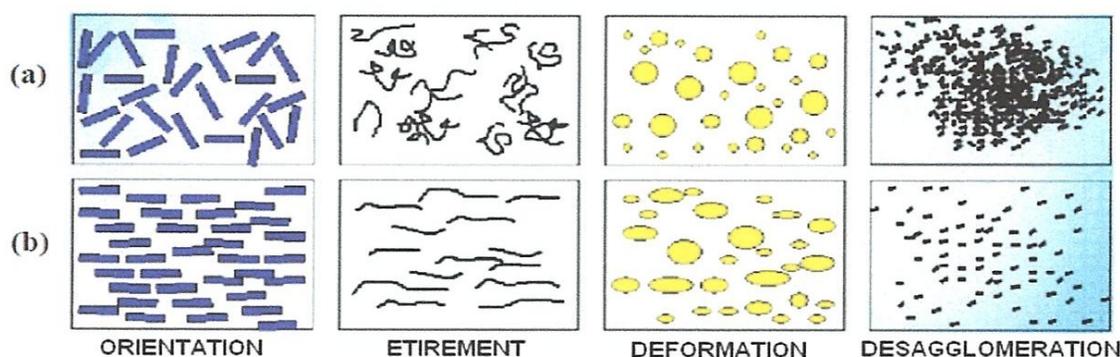


Figure (III.12): Schéma d'état de la matière en solution a) avant, b) après cisaillement

III.2 Les agents surfactants utilisés dans les fluides de forage :

III.2.1. Introduction :

Un tensioactif ou agent de surface ou surfactant est un composé qui modifie la tension superficielle entre deux surfaces. Les composés tensioactifs sont des molécules amphiphiles, c'est-à-dire qu'elles présentent deux parties de polarité différente, l'une lipophile (qui retient les matières grasses) et apolaire, l'autre hydrophile (miscible dans l'eau) et polaire. Ils permettent ainsi de solubiliser deux phases non miscibles, en interagissant avec l'une apolaire (c'est-à-dire lipophile donc hydrophobe), par sa partie hydrophobe ; tandis qu'avec l'autre phase qui est polaire, il interagira par sa partie hydrophile [23], Figure (III.13).

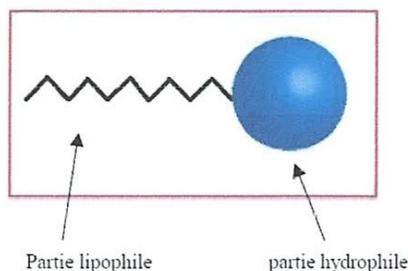


Figure (III.13): Schéma représentatif d'une molécule amphiphile

III.2.2 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 [23] :

a. Les tensioactifs cationiques :

Ces tensioactifs possèdent une tête polaire chargée positivement, Figure (III.14) 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.



Figure (III.14): Schéma d'un tensioactif cationique

b. Les tensioactifs anioniques :

Les tensioactifs anioniques, possédant une tête polaire chargée négativement, Figure (III.15) sont généralement des alkyls-aryles-sulfonates, alcanes sulfonates, oléfines-sulfonates, sels d'acides carboxyliques (savons), sels d'esters d'acides sulfuriques (alkyl-sulfates), alkyl-éther sulfates, et esters d'acides phosphoriques et poly-phosphoriques.



Figure (III.15): Schéma d'un tensioactif anionique

c. Les tensioactifs amphotères :

Les tensioactifs dits amphotères comme les alkyl-aminoacides, alkyl-bétaïnes et sulfo-bétaïnes, 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, Figure (III.16).



Figure (III.16): Schéma d'un tensioactif amphotère

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, alkanol-amides, 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...etc. Ils ne s'ionisent pas en solution aqueuse et leur charge est donc a priori nulle, Figure (III.17).



Figure (III.17): Schéma d'un tensioactif non ionique

L'adsorption est un phénomène de surface qui a pour origine la non-compensation dans toutes les directions des attractions intermoléculaires aux interfaces. ce phénomène est obtenue 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.
- ✓ **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. 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.

- ✓ **Auto-association des monomères** : Les tensioactifs en solution ont tendance à former des structures organisées variées ou colloïdes d'association (micelles, vésicules, 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 (III.18). 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.

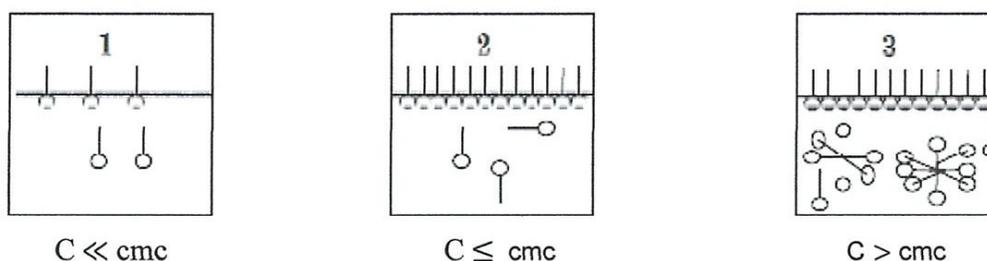


Figure (III.18): Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution

Le tensioactif joue donc deux rôles principaux dans la stabilisation des émulsions :

- Il abaisse la tension inter-faciale et facilite la rupture des gouttes.
 - Il empêche la ré-coalescence.
- ✓ **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.

III.2.3 Les émulsions :

III.2.3.1 Généralités :

Une émulsion simple est par définition une dispersion d'un fluide « A » de densité d_A et de viscosité μ_A dans un fluide « B » de densité d_B et de viscosité μ_B différentes de d_A et de μ_A , non miscibles. Le mélange de ces deux fluides (l'émulsification) donne un fluide « C » d'une viscosité μ_C ayant des propriétés particulières. Dans ce cas la phase dispersée (ou non continue) est le fluide « A » et la phase continue est le fluide « B ». On peut cependant

différencier deux cas, le cas où $d_A > d_B$ et le cas inverse où $d_A < d_B$. Dans le premier cas l'émulsion formée est appelée émulsion directe, c'est par exemple la dispersion de l'huile dans l'eau. Dans le second cas, l'émulsion est appelée inverse ou indirecte ce qui est le cas d'une émulsion d'eau dans l'huile.

Les émulsions sont par nature des composés instables thermodynamiquement. Elles vont en effet toujours chercher à retrouver leur équilibre qui correspond à l'état séparé des deux phases. On peut cependant former des émulsions stables en contrôlant la surface développée par l'ensemble des gouttes formées. Pour cela plusieurs techniques sont possibles :

- Diminution de la taille des éléments (gouttes) de la phase dispersée. Il existe théoriquement un diamètre critique des gouttes pour lequel l'émulsion se stabilise d'elle même. l'émulsion formée est stabilisée par les forces aux interfaces entre la phase continue et la phase dispersée et par les interactions à courtes et moyennes portées entre les différents éléments.
- Une deuxième technique est d'utiliser des suspensions solides colloïdales qui permettent de stabiliser l'émulsion en viscosifiant la phase continue et en créant des répulsions stériques particules/gouttelettes
- la dernière technique utilisée pour stabiliser une émulsion est la plus usitée, passe par l'utilisation de tensioactifs [15].

III.2.3.2 Caractérisation d'une émulsion :

Trois critères principaux permettent de caractériser une émulsion :

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,...).

b. Taille et distribution 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. Deux émulsions identiques peuvent avoir des comportements différents à cause des différences dans la distribution des diamètres. L'analyse granulométrique peut expliquer le comportement rhéologique et la stabilité d'une émulsion [23].

c. Rhéologie des émulsions :

La rhéologie des émulsions est une caractéristique très importante qui d'une manière générale [15], 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 celle de la phase dispersée,
- ✓ la tension interfaciale eau/huile,

Les émulsions H/E ou E/H qui sont généralement utilisées dans forage des puits pétroliers ont classiquement le comportement d'un fluide visqueux à seuil qui peut être également fonction de la dimension des gouttelettes formées. Leur comportement peut être correctement représenté par un modèle de fluide à seuil de type Herschel-Bulkley. Les systèmes de gouttes ainsi formés sont alors susceptibles d'être brisés sous cisaillement ce qui explique la partie rhéofluidifiante de leur comportement rhéologique.

CHAPITRE IV

ENDOMMAGEMENT DE LA ROCHE RESERVOIR

IV. ENDOMMAGEMENT DE LA ROCHE RESERVOIR PAR LES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'HUILE

IV.1 Introduction :

L'endommagement de la couche réservoir est défini comme étant une réduction de la capacité de production de pétrole, d'eau ou de gaz se trouvant dans la formation. Il est connu depuis longtemps comme une source de réduction de la production de pétrole et de gaz dans de nombreux réservoirs.

Les roches réservoirs sont essentiellement des grès (ou sables) et des carbonates: calcaires et dolomies [11].

IV.2 Caractéristiques pétro-physiques d'une roche réservoir :

Les caractéristiques pétro-physiques d'une roche réservoir sont : la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche [25].

IV.2.1. Porosité (\emptyset) :

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" ou "vides", constituant des canaux microscopiques (diamètre de l'ordre de quelques dixièmes de micron). Soit un échantillon de roche de volume total V_T comprenant un volume solide V_S ; $(V_T - V_S)$ représente le volume occupé par les fluides, c'est-à-dire le volume de pore V_P . Sa porosité s'exprime par le rapport :

$$\emptyset = V_P / V_T = (V_T - V_S) / V_T \quad (\%) \quad \text{IV.1}$$

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile (figure IV.1), c'est-à-dire celle qui ne tient compte que des pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur. Les roches réservoirs ont des porosités très variables, elle est de l'ordre de 12% à 14% pour la région « *Rhourd Nours, Algérie* ».

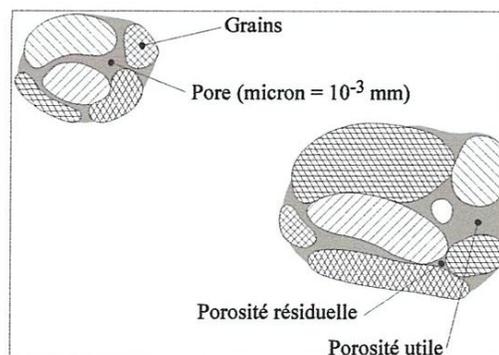


Figure (IV.1): Schéma d'un milieu poreux

IV.2.2 Perméabilité (k) :

C'est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage, la loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent s'écrit :

$$Q = k \times \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl} \quad IV.2$$

On utilise en pratique le milliDarcy (mD) comme unité de mesure, les gisements exploités ayant généralement une perméabilité de 20 à 300 mD.

IV.2.3 Saturations (S) :

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon.

On définit ainsi :

$$\checkmark \text{ la saturation en eau (\%)} \quad S_e = \frac{V_e}{V_p} \quad IV.3$$

$$\checkmark \text{ la saturation en huile (\%)} \quad S_h = \frac{V_h}{V_p} \quad IV.4$$

$$\checkmark \text{ la saturation en gaz (\%)} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad IV.5$$

$$\text{Avec } S_e + S_h + S_g = 1 \quad IV.6$$

IV.3 Endommagement de la formation réservoir par les boues de forage :

L'introduction des solides et des polymériques de la boue à la fois dans la formation, interfère avec les fluides qui saturer les pores. Les réactions entre les particules fines de la formation et /ou l'incompatibilité de la saumure de réservoir avec le filtra de boue à un grand effet sur l'endommagement du réservoir.

La formation peut être endommagée de différentes façons : endommagement physique, chimique et endommagement par bactérie [11].

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

IV.4 Endommagement de la couche superficielle (skin damage) et son effet sur la perméabilité :

L'endommagement de la couche superficielle (skin damage) est causé par l'invasion des fluides de forage. Réduisant ainsi la perméabilité du réservoir. Une perméabilité élevée du réservoir présente un envahissement plus important par rapport à une zone de faible perméabilité.

Mais le pourcentage de pertes en termes de perméabilité pour une zone perméable est plus petit que dans une zone à faible perméabilité. Car la zone imperméable à des pores de grandes tailles qui ne sont pas complètement bloquées par les matières solides. Par contre pour la zone de faibles tailles de pore, les solides et le filtrat de la boue peuvent bloqués les pores réduisant d'une manière importante la perméabilité [11].

IV.5 L'endommagement de la formation pendant les opérations [11]:

L'endommagement de la formation peut se produire lors des opérations de :

IV.5.1 Forage :

Par l'invasion des solides et des particules de boue ;

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

IV.5.2 Tubage et cimentation :

- Complétion ;
- Stimulation des puits ;
- Production ;
- Récupération secondaire pour les puits injecteurs ;
- Recuperation assister (EOR :Enhanced Oil Recovery) ;

IV.6 Les mécanismes de l'endommagement de formations :

Ils sont basés sur l'invasion des solides et du filtrat de la boue dans la formation, ainsi que l'interaction entre les fluides des caractéristiques pétro physiques et de la composition de la roche réservoir, filtrat de boue et les solides qui s'écoulent dans les conditions dynamiques.

Les mécanismes de l'endommagement de la formation ou réduction de la perméabilité peuvent être classés principalement en quatre catégories [11]:

IV.6.1 Les mécanismes physiques :

Physiquement, la formation peut être endommagée par :

a) Invasion des solides de la boue :

L'invasion des solides des boues artificielles et les fluides non amovibles produits pendant le forage ou l'interaction de l'outil de forage dans la formation sont les causes principales de l'endommagement de la formation. Les particules plus petites que l'ouverture de pores flottent dans le filtrat de boue. Ces derniers formeront à l'intérieur des pores des ponts de restriction entre les grains des minéraux internes.

Les particules colloïdales des fluides de forage qui peuvent bloquer les flux de migration et les canaux sont les suivants : argile, déblais, agents alourdissant, différents polymères, bouchon colmatant. Une grande partie de la croute « Gâteau » sera éliminé par l'action de la mèche de l'outil de forage et la circulation de la boue de forage, mais la plupart des matières solides à l'intérieur peuvent être prises au piège. Ces solides créent un effet de la couche superficielle « skin effect » résultant en une chute de pression de formation. Si ces particules ne sont pas éliminées complètement lorsque le puits est mis en production, ils bloquent la roche réservoir. L'invasion de ces particules colloïdales peut être contrôlée suffisamment par l'ajout des particules de la taille convenable pour le fluide de forage. Le type d'endommagement (interne et externe) ainsi sont processus est fonction des dimensions particules/pores, de leur forme, de la vitesse du fluide, de la concentration des particules et de leurs charges de particules et les parois de pores.

b) Altération de mouillabilité et les effets sur la surface d'adsorption :

Plusieurs additifs des fluides de forage sont utilisés pour améliorer les propriétés rhéologiques, la stabilité, le contrôle d'émulsion, l'inhibition de la corrosion, la réduction du torque etc. Ils sont composés sur la surface de la roche, l'adsorption physique de ces composés peut provoquer des réductions physiques de la perméabilité par l'occlusion des pores, dans le cas de haut poids moléculaire de polymères en particulier dans les milieux

poreux à faible perméabilité ou les petits pores peuvent facilement être colmatés par des polymères à longue chaîne moléculaires.

Nombreux additifs chimiques tels que les émulsifiants, les inhibiteurs de corrosion, les agents de contrôle de l'alcalinité, les bactéricides, sont utilisés dans les différentes opérations pétrolière peuvent interagir négativement avec le réservoir liquide/roche, change la tension interfaciale et modifiée le régime préférentiel de mouillabilité de la roche (mouillable de l'eau à l'huile ou inverse). Ce changement réduit la perméabilité de la roche et la production des hydrocarbures dans les régions envahie du réservoir et qui peut affecter le rapport de production eau/huile du puits.

c) Phase Trapping :

La perte de filtrat de boue dans la formation durant l'opération de forage en over balance.

d) Water block :

Le filtrat de boue à base d'eau des fluides de forage déplace le contenu des pores et change le taux de saturation dans la zone envahie. Pour produire à partir de ces formations, les fluides non mouillants ont pour rôle de chasser le filtrat piégé dans les pores pour lesquels une pression critique ou un seuil de pression est nécessaire. Ce phénomène est connu sous le nom de « Water block ».

e) Emulsion block:

Le contact du filtrat de la boue à base d'eau avec le pétrole existant dans les pores peut former une émulsion stable, qui nécessite encore plus de pression pour être piloté à partir de la formation.

f) Gas block :

La réaction entre le filtrat et le contenu des pores et/ou de la matrice peut entraîner la production du gaz. Cette phase supplémentaire diminue la perméabilité relative d'autres phases.

g) Migration des fines :

Les fines représentent l'un des facteurs d'endommagement les plus étudiés dans la littérature. La migration des fines est également identifiée comme étant la principale cause de la réduction de la perméabilité dans les milieux poreux. Les particules fines peuvent, soit provenir directement de la boue de forage ou libérées de la formation suite à l'invasion de filtrat.

Ces fines particules sont composées principalement de minéraux argileux (illites, smectites, kaolinites), de carbonates, et de matière organique naturelle. Les fines particules colloïdales

migratoires ont une dimension comprise entre 1 nm et 10 μm et possèdent généralement une charge électrique de surface. En général, deux types 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 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^+ et une faible force ionique. 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. Cette mobilisation est causée par l'expansion de la double couche électrique autour des particules d'argiles chargées négativement.

Une augmentation de la vitesse d'écoulement favorise la libération des fines. 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.

La production des fines a un grand effet sur la récupération des hydrocarbures, 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 puis elles migrent avec les fluides dans les pores et enfin se déposent à la surface des pores.

IV.6.2 Mécanisme chimique :

La formation peut être endommagée par la réaction entre le filtrat et le contenu des pores et/ou de la matrice. Les causes chimiques de l'endommagement de la formation sont le gonflement et la dispersion des argiles, les produits de précipitation dus aux réactions entre le filtrat du contenu des pores ainsi que les solutions salées et les éléments de la matrice.

a) Gonflement des argiles :

Presque tous les grés contiennent des argiles, qui peuvent être endommagées le filtrat de la boue à base d'eau, d'où la réduction de la perméabilité de la formation. Les argiles détritiques ont été ancrées dans la matrice au cours de la phase de sédimentation. Ces argiles font partie intégrante de la matrice rocheuse et par conséquent ne sont pas mobiles. Les argiles diagénitiques ont été transportées dans les canaux de pores après la phase de sédimentation par les eaux souterraines en circulation. Ce dernier type d'argile peut restée en tant que particules libres dans les pores ou les canaux peuvent couvrir leurs surfaces.

La nature et le contenu des électrolytes dans le filtrat influencent les mécanismes d'hydratation de l'argile. Les argiles détritiques peuvent se gonfler et réduire les canaux des pores. Les argiles peuvent être libérées des pores de la surface et transportées par le filtrat plus loin dans la formation. Elles peuvent s'introduire dans les capillaires des autres zones de la formation et induire un blocage.

Les argiles minérales sont plus petites avec une structure plate, ont leurs surface plus grande et par conséquent ont tendance à réagir avec les fluides d'injection. Les argiles les plus couramment associées à la formation sont : la smectite, l'illite la kaolinite, le chlorite. Ces argiles minérales sont sensibles à la composition, le PH, et la force ionique de l'eau environnante. La smectite est considérée comme la plus endommageant. Cette argile s'hydrate et se gonfle 20 fois par rapport à la taille normale et de réduire le rayon de l'écoulement dans un pore ou se trouvent également les installations et la migration des particules. Mes le gonflement des argiles affaiblit la structure de matrice, et abaisse leur vitesse critique. L'illite et la kaolinite, toutes considérées comme non-gonflantes, ils sont hydratables et peuvent contribuer à la migration des fines dans la formation.

b) Formation des précipités insolubles :

La plupart des problèmes d'endommagement des formations sont dus aux interactions fluide-fluide ou fluide-roche. L'endommagement du à des réactions chimiques est lié aux fluides mis en place avec les fluides de réservoir ou la minéralogie de la roche. La différence de composition chimique entre le filtrat de la boue et les composés présents dans la roche peut conduire à des effets indésirables qui aboutissent à la formation de matières organiques (paraffines et asphaltènes) et inorganiques (CaCO_3 , BaSO_4 , SrSO_4 , FeCO_3).

IV.6.3 Endommagement par bactérie :

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

IV.6.4 Mécanisme thermodynamique :

La stabilité des boues de forage à base d'eau est affectée d'une part par les charges électriques et par des barrières mécaniques existantes entre les particules dispersées dans le système. Cette stabilité est aussi affectée par la température de vieillissement, la présence d'électrolyte ainsi que le cisaillement.

a) Température de vieillissement :

Pendant le forage, les fluides de forage sont exposés à la température statique et dynamique du vieillissement. L'augmentation de la température augmente l'énergie cinétique des

particules dans le système et les molécules incorporées dans les fluides de forage. Une température plus élevée augmente également la dissociation de l'eau, de sorte que la valeur du PH du fluide de forage diminue. La température influe sur les fluides de forage en affectant leurs composants hydratés et/ou les liens dipôle eau-argile et aussi la dégradation des polymères. Du à la scission du dipôle de l'eau des couches hydratées d'argiles et des polymères, la quantité de l'eau libre dans la boue augmente de manière significative. La dégradation des couches hydratées des argiles et des polymères se traduit aussi par la formation d'un Gâteau poreux et perméable.

b) Influence des électrolytes et du cisaillement :

Le traitement des fluides de forage avec des électrolytes entraîne une diminution de différence de concentration en ions et donc à une dégradation des couches hydratées d'argiles et des polymères et par conséquent la quantité de l'eau libre dans le fluide de forage augmente. Le cisaillement de la boue provoque l'étirement des molécules du polymère, fractionnement de dipôles de l'eau des couches d'hydratation de polymère et de l'argile et enfin la scission de filaments de polymères par le passage de son point critique de cisaillement dans des conditions extrêmement élevées de cisaillement.

Comme nous avons discuté ci-dessus, des températures plus élevées, le traitement des électrolytes et le cisaillement élevé de la boue peuvent provoquer la dégradation des couches hydratées de polymères et d'argiles. Du à la formation d'un filtre Gâteau poreux et perméable, une grande quantité de filtrat se dissipe dans la formation et déplace le contenu de pores qui cause plus l'endommagement (phénomène de changement de la saturation).

PARTIE II

ETUDE EXPERIMENTALE

CHAPITRE I

CARACTESISATION RHEOLOGIQUE DES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'EAU

I. CARACTERISATION RHEOLOGIQUE DES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'EAU

I.1 Caractérisation rhéologique des suspensions de la bentonite :

I.1.1 Introduction :

L'étude a été faite au Laboratoire d'Analyses Industrielles et Génie des Matériaux LAIGM, situé sur le campus central de l'Université de 8 Mai 1945 de Guelma. Effectuée sur une argile naturelle provenant du gisement de Maghnia (*Tlemcen, Algérie*) commercialisée par ENOF (Entreprise Nationale des Produits Miniers Non Ferreux et des Substances Utiles).

La composition minéralogique de cette bentonite est indiquée dans le tableau (I.4).

Tableau (I.4): composition minéralogique de cette bentonite de Maghnia [16]

<i>Elements</i>	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	MnO	résidus
<i>[%]</i>	54.02	9.46	1.00	0.28	1.09	1.47	0.58	0.017	30.58

Le présent chapitre consiste à étudier expérimentalement la rhéologie des suspensions de bentonite, à différentes concentrations massiques 3% et 5%. Le but est de comprendre le comportement rhéologique de ces suspensions argileuses.

La première partie consiste à étudier des suspensions de bentonite à l'état naturel partiellement déstructurées. Ainsi toutes les mesures ont été réalisées après une partielle déstructuration obtenue par repos de l'échantillon sous la géométrie de mesure.

I.1.2 Appareillages :

I.1.2.1 Rhéomètre (Bolin CVO):

Le rhéomètre utilisé dans ce travail est de type cône plateau (Bolin CVO), c'est un rhéomètre flexible approprié pour la recherche, le développement de produits et de contrôle de la qualité. Il permet de mesurer la viscosité ainsi que tous les différents paramètres rhéologiques. L'angle du cône (α) et son rayon (R) sont respectivement 4° et 20 mm, figure (II.14). Les autres moyens utilisés, agitateur magnétique, mécaniques sont décrits dans la partie annexe 2.

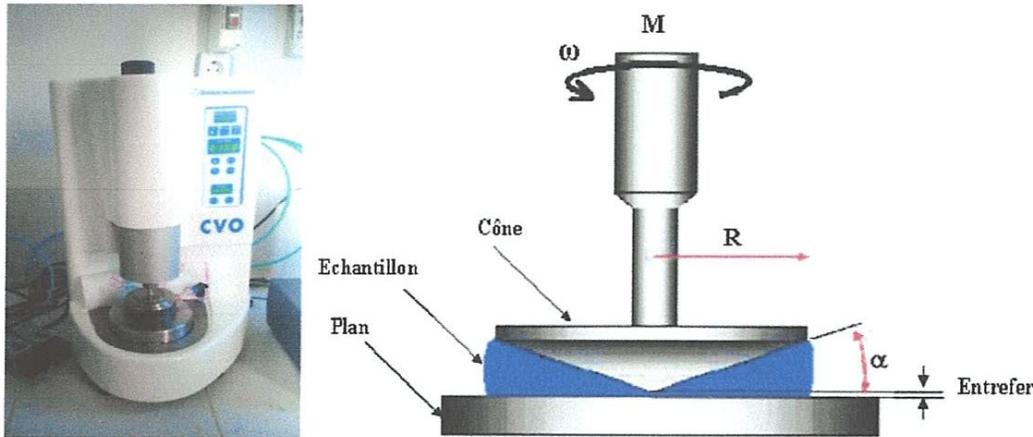


Figure (I.14): a) Rhéomètre cône-plan (Bolin CVO)

Les relations entre la vitesse angulaire de rotation ω et le gradient de vitesse $\dot{\gamma}$ d'une part, entre le couple M et la contrainte τ d'autre part sont données par :

$$\dot{\gamma} = \omega \frac{1}{\alpha} \quad I.26$$

$$\tau = M \frac{3}{2\pi(R)^2} \quad I.27$$

1.1.3 Préparation des échantillons :

Puisque le protocole de préparation a un grand effet sur l'état final de la suspension, et par conséquent sur son comportement rhéologique. Nous avons adopté le protocole de préparation que l'on explicitera plus bas, permet d'avoir des échantillons relativement déstructurés.

La valeur du pH pour toutes les suspensions étudiées est environ 10. Dans ce cas, les faces et les bords des particules argileuses sont chargés négativement ce qui induit la formation d'une structure tridimensionnelle ouverte, où les liaisons Face-Face sont favorisées.

La préparation consiste à mélanger la poudre de bentonite à la concentration voulue dans l'eau distillée sous agitation magnétique pendant 24 heures, afin d'obtenir la bonne homogénéisation. La suspension obtenue est laissée au repos pendant 24 heures, en agite doucement durant 30 minutes avant de mettre l'échantillon sous la géométrie de mesure.

1.1.3.1 Mesures à contrainte imposée :

Pour la caractérisation rhéologique des suspensions concentrées de bentonite, la mesure ont été suivi à des cycles de cisaillements simple et continus qui consistent à appliquer un balayage en contrainte suivant une rampe montante et une rampe descendante (Boucle d'hystérésis). Les mêmes procédures seront utilisées pour les suspensions bentonite/polymères.

I.1.3.1.1 Courbe d'écoulement :

Un premier type d'expérience consiste à déterminer la courbe d'écoulement en cisaillement simple pour les différentes suspensions à l'aide d'essais à vitesses contrôlées. L'existence d'un seuil de contrainte est confirmée par l'enregistrement automatique de la courbe d'écoulement en continu, qui révèle un brusque accroissement de la tension de cisaillement lorsqu'on dépasse cette contrainte critique on obtient un écoulement linéaire. Elle pourra être lue comme la limite entre « le non écoulement » et « l'écoulement ». Il s'agit donc bien de fluide à seuil. Ces essais ont été effectués à la température ambiante 25°C maintenue par le régulateur de température. Le protocole expérimental adopté est le suivant:

Dans un premier temps, l'échantillon est mis en température à 25°C pendant 180 secondes (sans aucun cisaillement appliqué). Les suspensions de bentonite sont connues pour leur comportement rhéologique fortement thixotrope, ainsi pour contrôler l'effet mémoire des échantillons.

Une contrainte est imposée à l'échantillon selon une rampe montante de 180 secondes (courbes montantes d'écoulement). On applique des vitesses de cisaillement croissantes à l'échantillon en partant d'une contrainte initiale de 0.1 S^{-1} pour arriver à une contrainte finale de 200 S^{-1} .

On trace alors l'évolution de la contrainte de cisaillement τ en fonction du gradient de cisaillement $\dot{\gamma}$, figure (I.15).

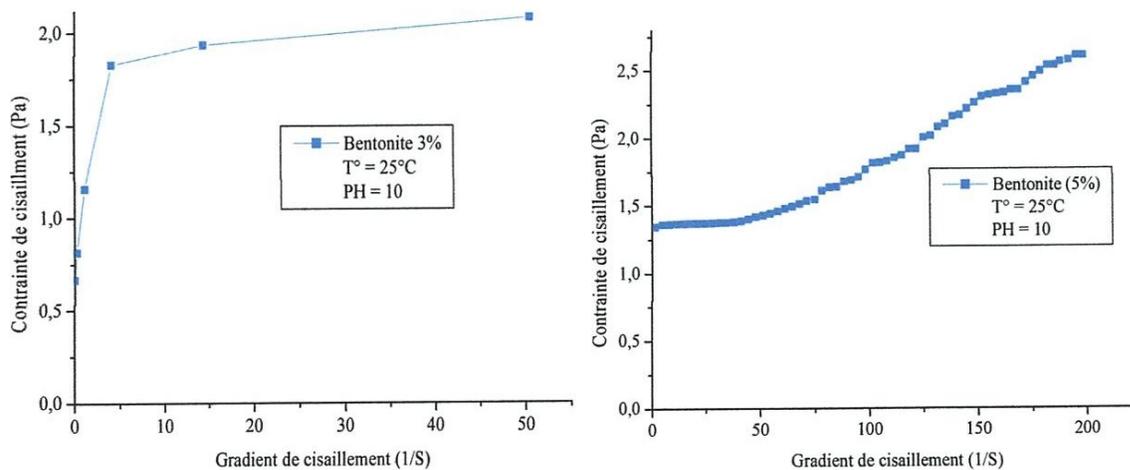


Figure (I.15): Rhéogrammes des suspensions de bentonite 3% et 5%

On remarque trois zones distinguées :

La première zone : caractérisée par un seuil apparent, est communément associé à la structure des suspensions d'argile hydratée et aux forces d'interaction entre particules.

La deuxième zone : correspond à une fluidification rapide, associée généralement à une succession de ruptures et de reformation d'agrégats de particules.

La dernière zone : délimitée en amont par un point d'inflexion de la courbe d'écoulement, correspond à un comportement rhéofluidifiant.

L'existence des trois zones est confirmée pour les différentes concentrations de bentonite. Nous pouvons constater la formation de gel quand les suspensions de bentonite sont en repos, ceci dénote le phénomène thixotrope prononcé de ces dernières.

L'organisation des suspensions de bentonite étant comme nous l'avons vu complexe et facilement affectée par de nombreux paramètres, leur comportement rhéologique est également difficile à décrire.

Plusieurs études ont montré que, pour des suspensions de bentonite de faibles concentrations (inférieure à 3%), la dispersion est stable il n'y a pas de contact entre feuillet ou entre les très fines particules primaires formées. Ces suspensions présentent un comportement newtonien, leur courbe d'écoulement est une droite passant par l'origine dont la pente représente la viscosité du fluide [16].

L'écoulement newtonien est modélisé par l'équation :

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma} \quad I.28$$

τ : Contrainte de cisaillement (Pa)

η : Viscosité de la suspension Pa.S)

$\dot{\gamma}$: Gradient de cisaillement (1/S).

Pour des concentrations intermédiaires des comportements rhéofluidifiant à seuil ont été observés. Les comportements rhéofluidifiants sont généralement décrits par une loi de puissance. Lorsque le fluide possède en outre un seuil d'écoulement, son écoulement est généralement modélisé par une loi de type Herschel- Bulkley, d'après « Lukchan et al ».

Le modèle d'Herschel- Bulkley s'écrit :

$$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n \quad I.29$$

Où :

τ_0 : Contrainte seuil (Pa) ;

τ_0 : Contrainte seuil (Pa) ;

$\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement (1/S) ;

k : Indice de consistance ;

n : indice d'écoulement.

Une approche phénoménologique qui utilise les modèles classiques de comportement: modèle de Bingham, Casson et Hershel-Bulkley, ces modèles supposent que la structure du fluide est stable, donc que le temps n'influe pas sur le modèle [16].

Le modèle de Herschel-Bulkley représente un meilleur modèle pour les concentrations 3% et 5%. Les courbes représentant les paramètres rhéologiques en fonction de la concentration montrent que La contrainte seuil croît avec la concentration. Pour la bentonite 3% la contrainte seuil est de 0,66 Pa, tan disque celle de la bentonite 5% est de 1,39 Pa.

Les figures suivantes représentent la variation de la viscosité en fonction du gradient de cisaillement de la bentonite 3% et 5%.

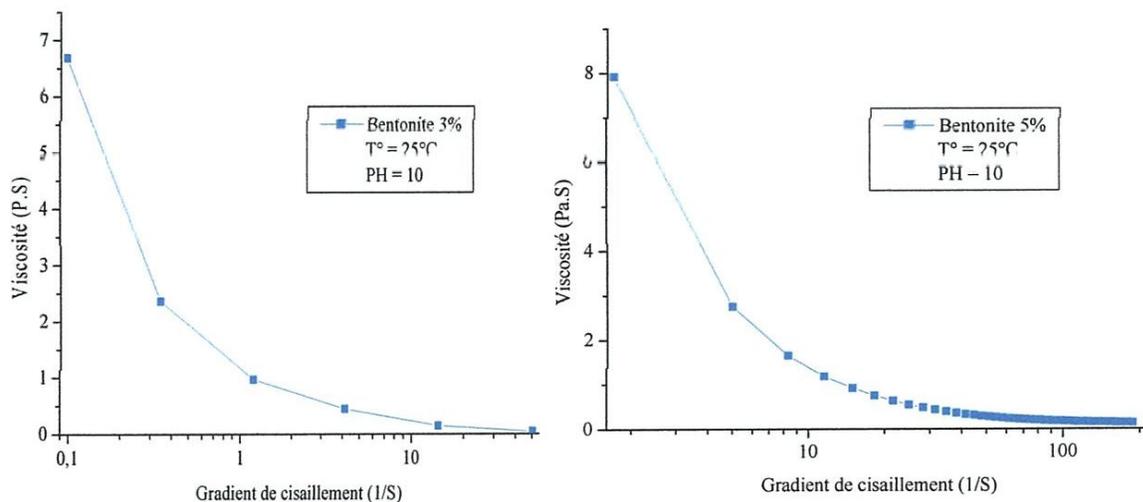


Figure (I.16): Variation de la viscosité en fonction du gradient de cisaillement de la bentonite 3% et 5%

On remarque que la viscosité diminue avec l'augmentation de la vitesse de cisaillement et elle augmente avec la concentration de la bentonite.

Lorsque les particules de bentonite sont dans l'eau, les cations compensateurs (Na^+ , Ca^{2+}) pressant sur la surface des particules, s'hydratent en provoquant une augmentation de la viscosité. Lorsque la concentration en particules augmente, la probabilité d'interactions particule-particule augmente. La viscosité de la suspension est due à l'interaction entre les protons des bords et les surfaces chargées négativement [16].

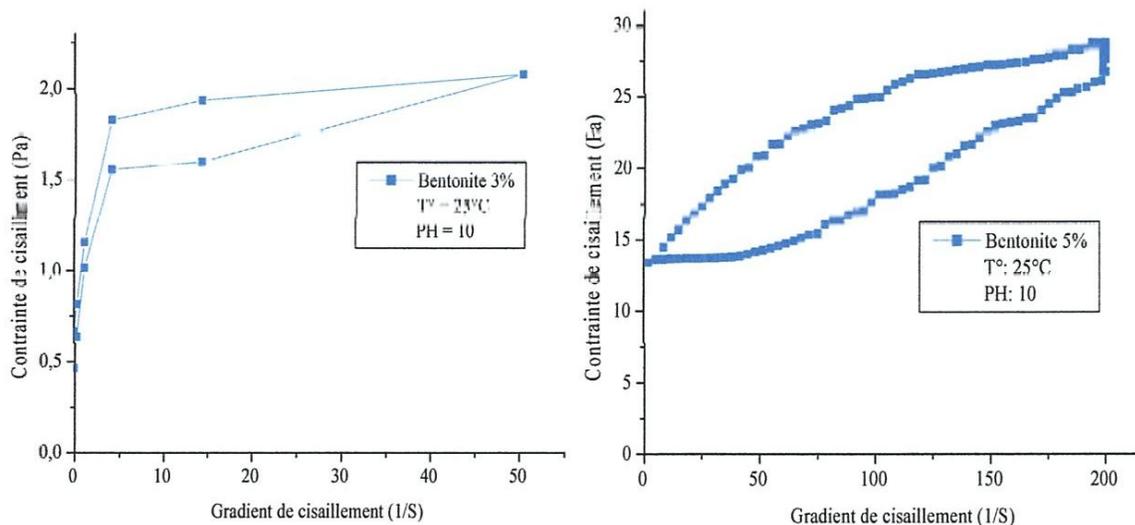
Les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau (I.5): Caractéristiques rhéologiques de la bentonite 3% et 5%

<i>bentonite</i>	τ_0 : <i>contrainte seuil (Pa)</i>	η : <i>viscosité à η_0 (Pa.s)</i>
3%	0,66	4,60
5%	1,39	6,68

I.1.3.1.2 Courbe hystérésis :

Les suspensions de bentonite sont connues pour leur comportement rhéologique fortement thixotrope. Le terme de thixotropie a été utilisé pour décrire une transition gel-solide = (solide-liquide) de façon isotherme et réversible, quand une suspension est rigoureusement agitée cette dernière tend à se liquéfier après un temps suffisamment long. Se système retourne à son état original, retrouvant sa rigidité naturelle, c'est l'effet mémoire, figure (I.17).

**Figure (1.17) :** Boucles d'hystérésis des suspensions de bentonite 3% et 5%

Les deux figures précédentes représentent les rhéogrammes obtenus pour les suspensions de bentonite étudiées dans cette partie. Les courbes correspondant aux rampes montantes et descendantes ne se superposent pas et montrent une dépendance au temps de cisaillement à contrainte égale, les gradients de cisaillement de la rampe montante étant inférieurs à ceux de la rampe descendante. Le comportement rhéologique de la suspension est donc de caractère thixotrope.

Les courbes de montée sont décomposées en trois zones distinctes :

i) **La première est une zone "non cisillée"** : caractérisée par un seuil d'écoulement apparent. Ce comportement quasi-élastique peut être lié à la propriété de gonflement de l'argile et à l'énergie attractive entre les particules. Ce système cohésif renforce la structure en la rendant plus résistante, mais "déformable", la zone s'étend jusqu'aux très faibles vitesses de

Tableau (I.6) : Formulation de la boue avec glycol

<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>Glycol</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5

I.2.3.2 Boue avec PHPA :

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. Cependant, il joue aussi le rôle de viscosifiant et de réducteur de filtrat.

La composition de formulation est présentée dans les tableaux ci dessous.

Tableau (I.7): Formulation de la boue avec PHPA

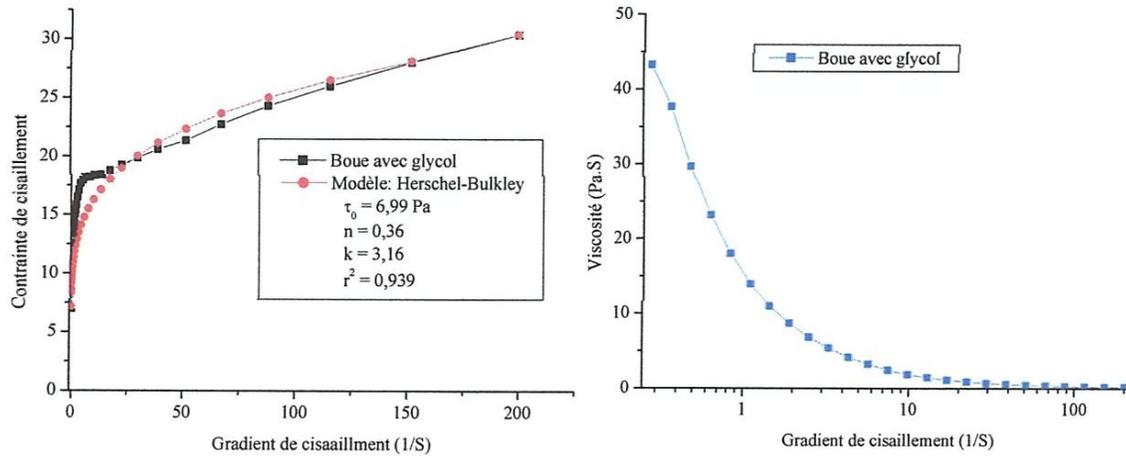
<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>PHPA</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5

Les caractéristiques rhéologiques des deux formulations précédentes sont résumées dans le tableau (I.8).

Tableau (I.8): Caractéristiques rhéologiques de la boue avec glycol et PHPA

<i>Formulation</i>	<i>Caractéristiques rhéologiques</i>				
	Viscosité à τ_0 (Pa.S)	τ_0 : contrainte seuil (Pa)	n : indice d'écoulement	K : indice de consistance	r^2 : erreur
Boue avec glycol	43,85	6,99	0,36	3,16	0,939
Boue avec PHPA	27.58	4,69	0,53	1,74	0,999

La variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement des formulations, boue/glycol et boue/ PHPA est illustrée sur Les figures (I.19) et (I.20), respectivement. Le modèle Herschel-Bulkley est proposé comme le meilleur pour modéliser ce comportement.



Figures (I.19): Variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue avec glycol)

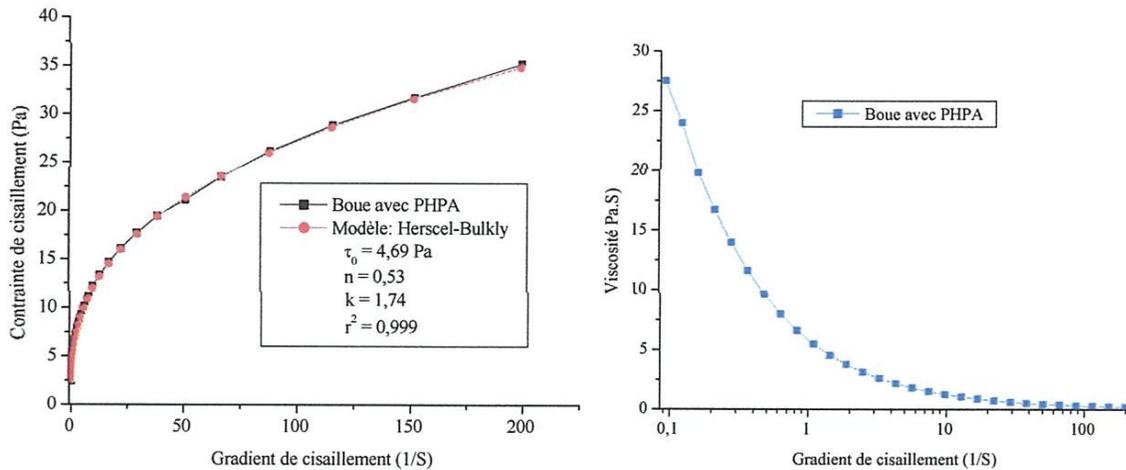


Figure (I.20): Variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue avec PHPA)

La figure ci-dessous représente: a) la variation du module élastique G' et visqueux G'' en fonction de la contrainte de cisaillement, b) la courbe montée et descente (hystérésis) de la boue à base d'eau avec glycol:

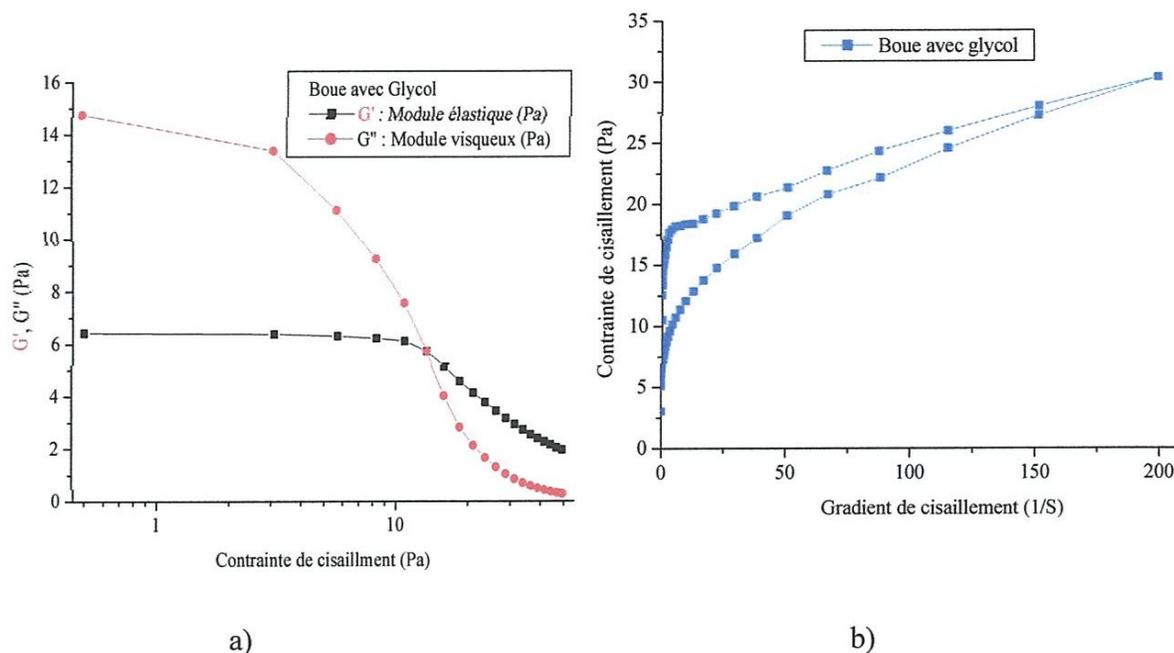


Figure (I.21): a) variation du module élastique G' et visqueux G'' en fonction de la contrainte de cisaillement, b) courbes hystérésis de la boue avec glycol

I.2.3.3 Discussion des résultats :

Les figures précédentes (I.19, I.20) illustrent le comportement rhéologique de la boue avec glycol et avec PHPA, le caractère rhéofluidifiant est clair ou la viscosité diminue avec le taux de cisaillement. Pour que les formulations s'écoule, il faut qu'elles vaincre, une contrainte critique. L'utilisation des polymères, avec la bentonite 3% augmente la contrainte seuil de 0,66 Pa de bentonite 3% à 4,69 Pa pour la boue avec PHPA et à 6,99 Pa pour la boue avec glycol, ainsi que la viscosité, de 4,6 Pa.s pour la bentonite 3% à 43,85 pour la boue avec glycol et 27,58 pour la boue avec PHPA.

Pour le glycol, plusieurs mécanismes ont été proposés, l'un d'eux est l'habilité du glycol à interrompre les liaisons d'hydratation de la structure de l'eau qui s'accumulent à côté des surfaces des argiles à cause des interactions des fonctions hydroxyles du glycol avec les fonctions silanols des argiles. Le glycol empêche l'interaction de l'eau avec l'argile ce qui signifie le pouvoir d'inhibition de gonflement des argiles. [26]

Des essais ont montrés que le PAC augmente la viscosité aux faibles vitesses de cisaillement mais diminue la contrainte seuil, par contre la gomme de Xanthane augmente la viscosité et la contrainte seuil [27].

Le PHPA et le PAC fournissent l'inhibition des argiles par encapsulation, les chaînes du polymère s'adsorbent sur la surface de la formation empêchant la migration extérieure de l'eau dans la structure d'argile [26].

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 glycol augmente la viscosité et la contrainte seuil plus que le PHPA.

Les 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 [23].

La courbe hystérésis montre que la boue à base d'eau avec polymères est un fluide thixotrope. Il se déforme avec l'augmentation de la vitesse de cisaillement et reprend sa forme initiale pendant le repos, c'est un avantage pour le forage pétrolier en cas d'arrêt à cause de maintenances nécessaires, qui peuvent durer quelques heures, ou les déblais peuvent rester en suspension.

Sur la figure (I.21, a), On remarque que le module élastique G' est supérieur au module visqueux G'' , ce qui signifie le comportement élastique de la boue avec glycol au faible contrainte de cisaillement. Le comportement devient visqueux au delà la valeur 5,13 Pa de la contrainte de cisaillement ou le module élastique G' devient inférieur au G'' . Le système boue/glycol a un comportement viscoélastique.

La loi rhéologique d'Herschel-Bulkley s'est montrée comme étant la plus adéquate pour décrire le comportement rhéologique de ces Formulations.

I.2.5 Influence du KCl sur le comportement rhéologique des formulations étudiées :

Les sels sont des éléments clés dans la formulation des boues de forage jouant en général le rôle d'inhibiteur minéral de gonflement des argiles et dans la fabrication des fluides de complétion. Dans la pratique le type de sel est choisi en fonction de la taille de cation du sel, figure (I.22). Le KCl est le sel que notre choix est fixé car c'est le sel le plus utilisé en combinaison avec les polymères. Le KCl a un effet toxique sur les plantes et les animaux.

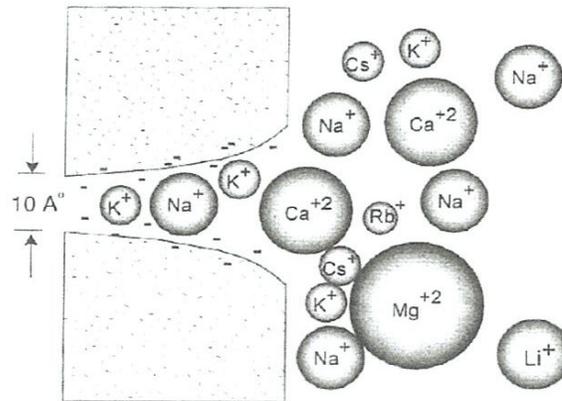


Figure (I.22): effet de la taille des cations sur la migration dans l'espace inter-foliaire d'une argile (Mud Handbook, 1975, Fig. 12, p. 21)

Les formulations de la boue/PHPA et Boue/glycol sont montrées dans les tableaux respectivement (I.9, I.10).

Tableau (I.9): Formulation boue/PHPA

<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>PHPA</i>	<i>KCl</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5	3

Tableau(I.10): Formulation boue/glycol

<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>glycol</i>	<i>KCl</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5	3

Le tableau suivant récapitule les caractéristiques rhéologiques des systèmes boue/glycol, boue/PHPA et l'fluence de l'ajout de KCl sur les deux formulations.

Tableau (I.11): Influence du KCl sur le comportement rhéologique de la boue/Glycol et boue/PHPA

Formulation	Caractéristiques rhéologiques				
	Viscosité (Pa.S)	τ_0 : contrainte seuil (Pa)	n : indice d'écoulement	K : indice de consistance	r^2 : erreur
Boue avec glycol	43,85	6,99	0,36	3,16	0,939
Boue avec glycol+KCl	27,58	4,77	0,42	2,05	0,988
Boue avec PHPA	36,77	4,69	0,53	1,74	0,999
Boue avec PHPA+KCl	7,427	0,69	0,96	1,2	0,998

Les figures (I.23) et (I.24), présentent respectivement La variation de la contrainte de cisaillement et la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement des formulations, boue/glycol/KCl et boue/ PHPA/KCl.

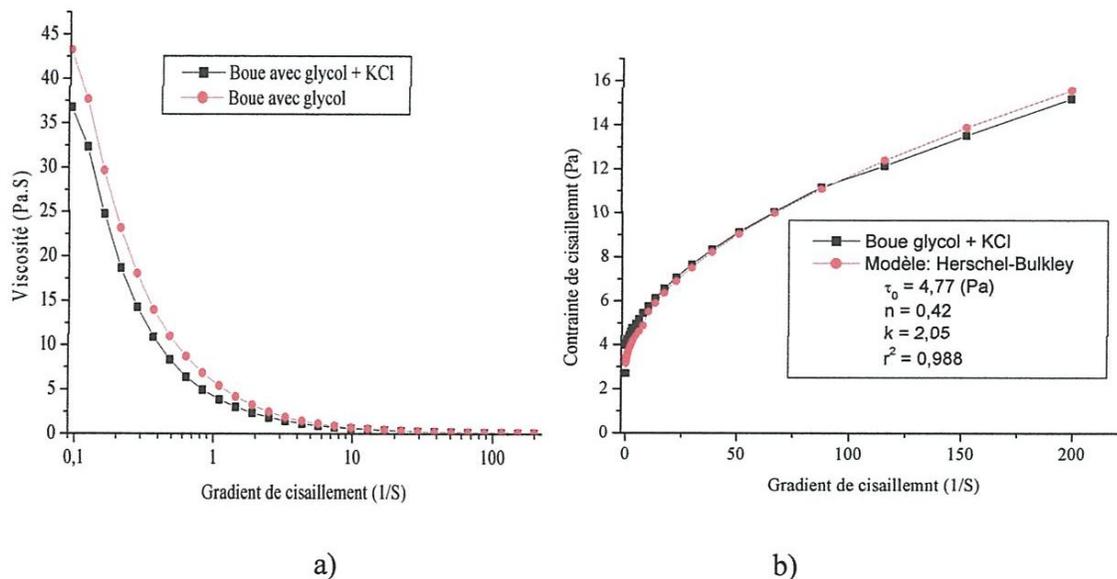


Figure : (I.23) : Variation de la viscosité (a) et la contrainte de cisaillement (b) en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue/glycol/KCl)

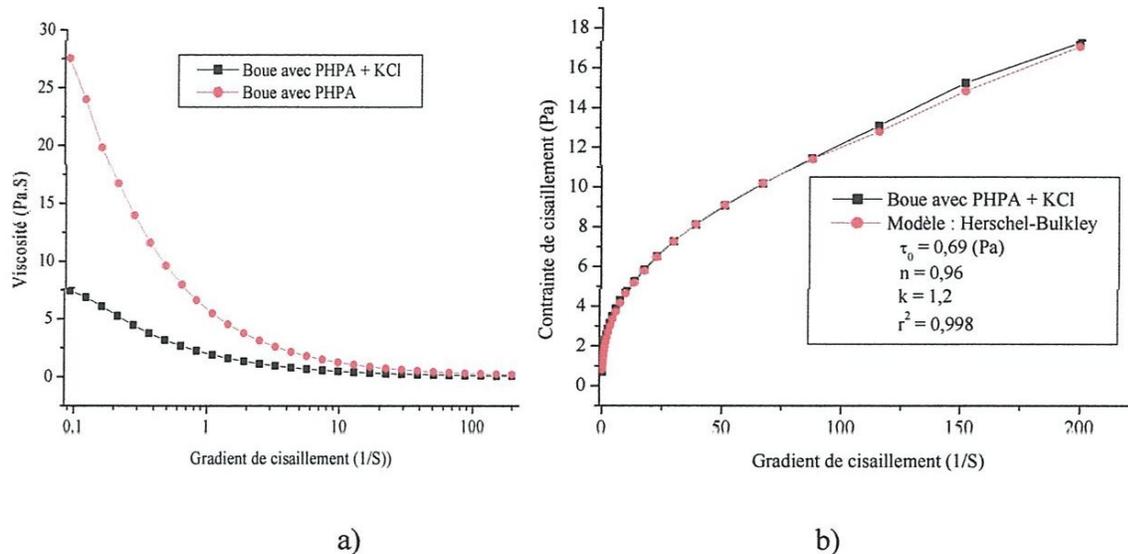


Figure : (I.24) : Variation de la viscosité (a) et la contrainte de cisaillement (b) en fonction de la vitesse de cisaillement (Boue/PHPA/KCl)

I.2.5.1 Discussion des résultats :

Pour la gomme de xanthane, dans l'absence du sel, les charges du polymère ne sont pas écrantées et la macromolécule est globalement plus étendue. Mais en milieu salin, les charges électrostatiques du motif de xanthane (groupement pyruvate et glucuronique) sont écrantées. Les chaînes latérales se replient et s'alignent le long du squelette principal en provoquant l'abaissement de la viscosité.

L'augmentation de la force ionique par l'ajout du KCl, réduit les répulsions électrostatiques entre les groupements chargés situés le long de la chaîne du PAC, la flexibilité du polymère augmente, ses dimensions diminuent et on observe une diminution importante de la viscosité. Le PAC est particulièrement sensible aux cations monovalents K^+ , ceux-ci provoquent une déshydratation.

Le KCl réagit avec les polymères ainsi qu'avec la bentonite et par conséquent la viscosité et la contrainte seuil vont diminués respectivement de 27,58 à 7,43 et de 4,69 Pa à 0,69 Pa pour la boue/PHPA ; de 43,85 à 36,77 et 6,99 à 4,77 pour la boue/glycol. Une augmentation importante de la concentration en sel augmente la viscosité des boues aux polymères.

I.2.6 Influence des alourdissant sur le comportement rhéologiques des formulations étudiées :

Nous choisissons dans cette partie du travail, l'influence des alourdissants sur la boue avec PHPA à cause du faible taux d'endommagement de la roche réservoir de cette dernière comparativement à la boue avec glycol et le taux d'inhibition le plus important comparativement aux systèmes au Glycol.

Le carbonate de calcium (CaCO_3) et le sulfate de baryum (BaSO_4) sont utilisés comme alourdissant pour augmenter la densité du fluide de forage afin de métriser le puits, en appliquant une force hydrostatique sur leur paroi, ceci pour empêcher les venues de gaz, huile et eau. Le CaCO_3 est généralement utilisé dans la phase de complétion pour ne pas endommager le réservoir, contrairement au sulfate de baryum qui endommage la formation de la roche réservoir à cause de la taille des grains et qu'il est inerte. Le BaSO_4 est utilisé dans le forage des autres phases de forage. Les tableaux suivants représentent les formulations proposées:

Tableau (I.12): Formulation boue/PHPA/ CaCO_3

<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>PHPA</i>	<i>CaCO₃</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5	2
	100	3	0,1	0,5	0,5	4
	100	3	0,1	0,5	0,5	6

Tableau (I.13): Formulation boue/PHPA+ BaSO_4

<i>Produit</i>	<i>eau</i>	<i>bentonite</i>	<i>Xanthane</i>	<i>Pac R</i>	<i>PHPA</i>	<i>BaSO₄</i>
Quantité (%)	100	3	0,1	0,5	0,5	2
	100	3	0,1	0,5	0,5	4
	100	3	0,1	0,5	0,5	6

Les résultats rhéologiques, ainsi que les caractéristiques rhéologiques sont montrés ci-dessous.

Tableau (I.14): Caractéristiques rhéologiques de la boue/PHPA/CaCO₃ et boue/PHPA/BaSO₄

Composition		Caractéristiques rhéologiques				
		Contrainte seuil τ_0 (Pa)	Viscosité η (Pa .S)	n : indice d'écoulement	K: indice de consistance	r ² (erreur)
Boue/PHPA	0%	4.69	27.58	0,53	0,74	0,999
Boue/PHPA	CaCO ₃ (2%)	4,72	30.58	0,35	1,29	0,999
Boue/PHPA	CaCO ₃ (4%)	4,98	32.82	0,27	1,92	0,992
Boue/PHPA	CaCO ₃ (6%)	5,83	45.41	0,31	3,57	0,997
Boue/PHPA	BaSO ₄ (2%)	4,6	39,5	0,52	0,89	0,998
Boue/PHPA	BaSO ₄ (4%)	4,1	39,9	0,41	0,87	0,992
Boue/PHPA	BaSO ₄ (4%) 6%	3,09	41,1	0,29	1,19	0,999

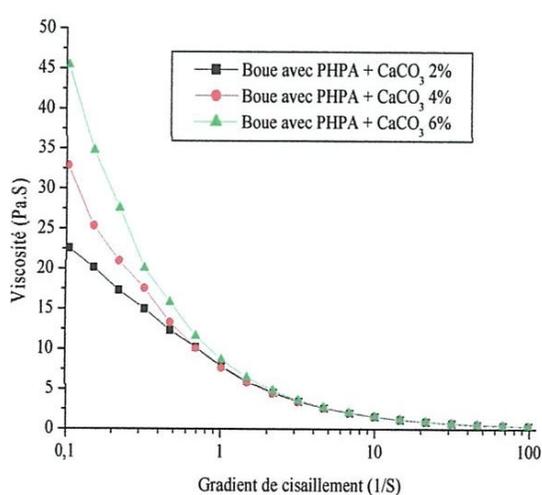


Figure (I.25): variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement (boue/PHPA/CaCO₃)

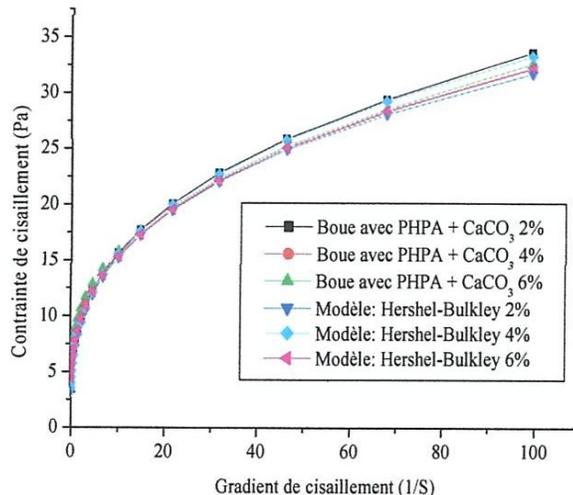


Figure (I.26): Rhéogrammes et modèles rhéologiques en fonction de la concentration en CaCO₃ (boue/PHPA/CaCO₃)

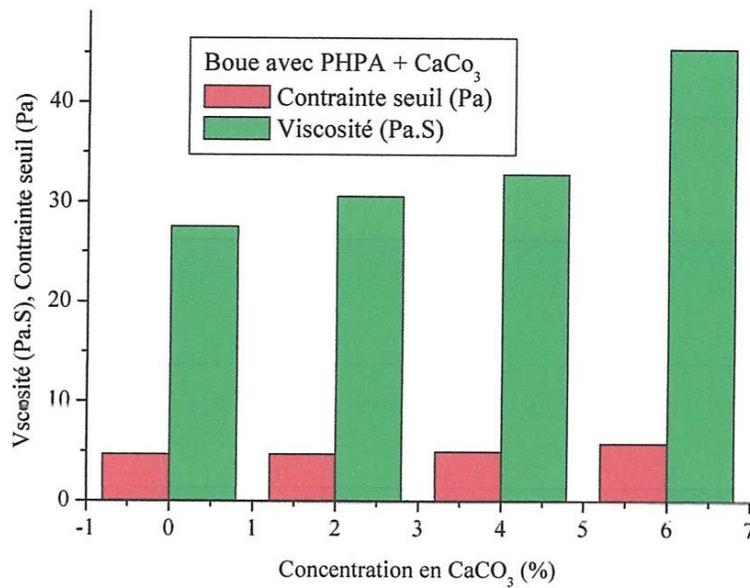


Figure (I.27): variation de la contrainte seuil et la viscosité en fonction de la concentration en CaCO₃

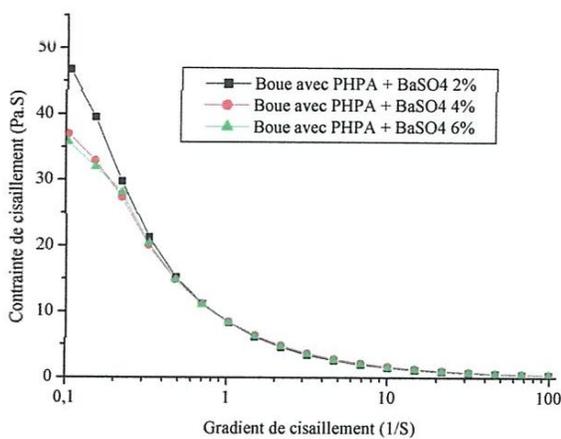


Figure (I.28): variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement Pour différentes concentration en BaSO₄ (Boue/PHPA)

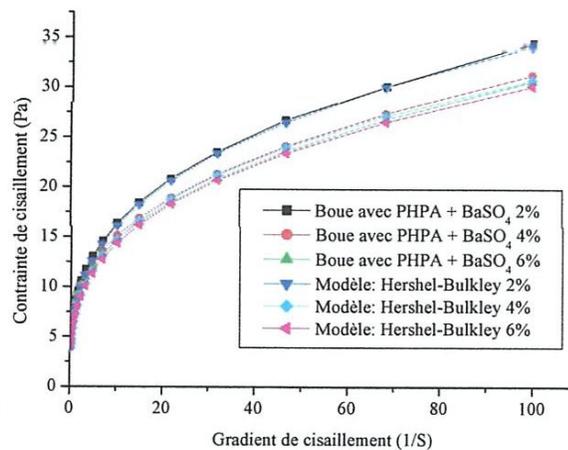


Figure (I.29): Rhéogrammes et modèles rhéologiques (Boue/PHPA) en fonction de la concentration en BaSO₄ (Boue/PHPA)

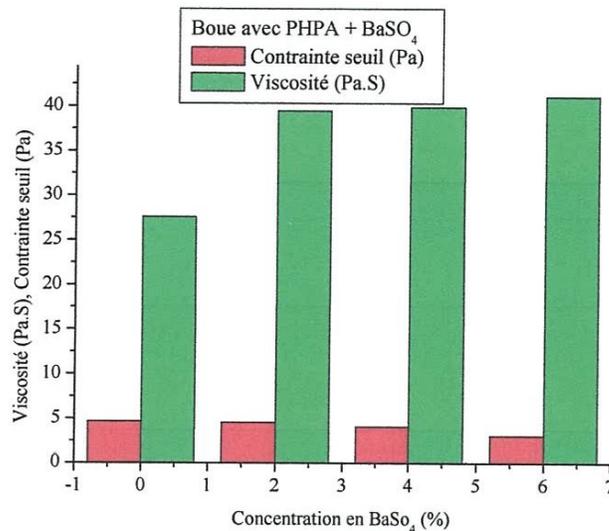


Figure (I.30): variation de la contrainte seuil et la viscosité en fonction de la concentration en BaSO₄ (boue/PHPA)

I.2.6.1 Discussion des résultats :

D'après Safi et al. [28], les résultats d'analyse granulométrique de la baryte locale (Algérie), présente un taux élevé d'environ 30% de fractions fines < 6 μm. Etant donné la fraction élevée en particules fines, la baryte contribue à l'augmentation de la viscosité. Cette logique est confirmée par les résultats ci-dessus (Tableau (I.23)). Cependant le mode d'action entre le carbonate de calcium et la baryte n'est pas le même : la baryte est en principe un minéral insoluble dans l'eau contrairement au carbonate de calcium. L'ajout de la baryte augmente la viscosité par l'effet des interactions électriques entre la partie chargée négativement du polymère anionique et les particules de la baryte. Du point de vue physique, l'addition de la baryte augmente les frottements entre les particules de la boue, donc la fluidité de la solution devienne plus faible. La baryte fait diminuer légèrement la contrainte seuil, par contre le carbonate de calcium augmente la contrainte seuil et la viscosité. (Voir tableau I.14).

I.2.7 Influence de la température sur le comportement rhéologique de la boue/PHPA :

Au cours du forage, les caractéristiques rhéologiques de la boue doivent être compatibles avec toutes les conditions de sécurité du puits. Cependant, les fluides de forage sont des fluides complexes où interviennent plusieurs types de colloïdes dont les fluidifiants, réducteurs de filtrat et viscosifiants organiques, ces derniers risquent d'être affectés par la haute température et perdre leur efficacité. La dégradation des produits à boue organiques se traduit par la détérioration des caractéristiques rhéologiques de la boue telle que la décantation rapide de

solides, la chute de filtrat et la production de gaz de différentes natures (CO₂, H₂S, NH₃, etc.). L'augmentation de la température de 25°C à 80°C fait changer le comportement rhéologique de la boue/PHPA, figures (I.31, I.32, I.33).

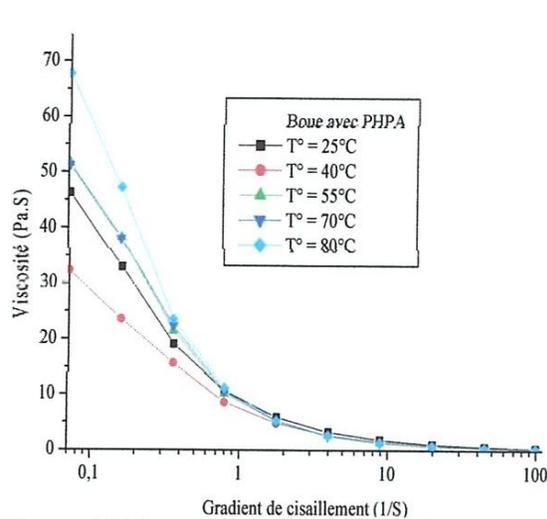


Figure (I.31): variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement Pour différentes températures (boue/PHPA)

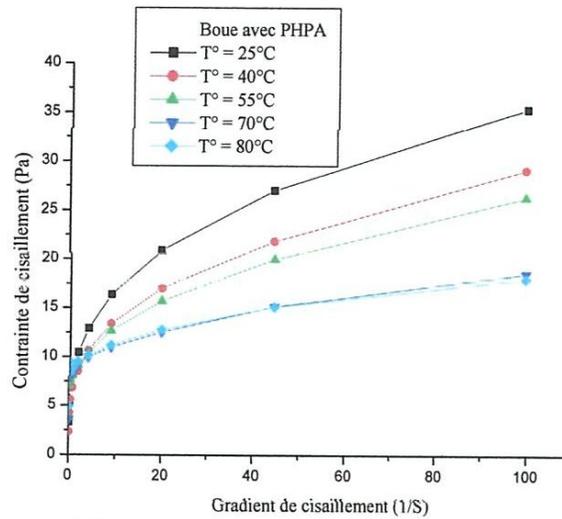


Figure (I.32): Variation du comportement d'écoulement en fonction de la température (boue/PHPA)

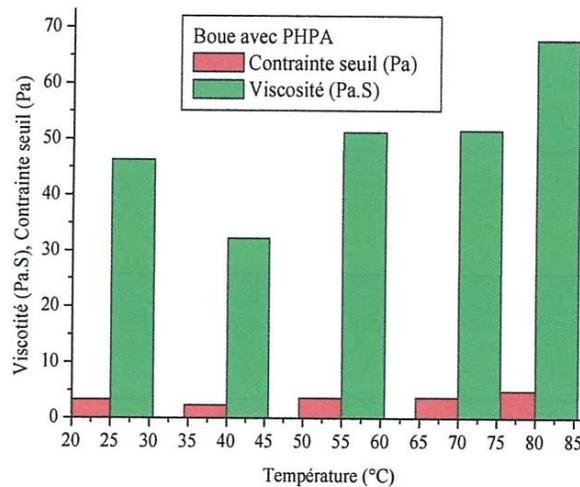


Figure (I.33): variation de la contrainte seuil et la viscosité, en fonction de la température (boue/PHPA)

I.II.7.1 Discussion des résultats :

L'augmentation de la température diminue la viscosité apparente et la contrainte seuil des boues de forage à base d'eau [28]. Ce phénomène est valable pour notre cas où on observe une diminution de la viscosité ainsi que la contrainte seuil et ceci jusqu'à la température 40°C, au contraire pour les températures 50°C, 70°C et 80°C la viscosité ainsi que la contrainte seuil croissent avec l'augmentation de la température. On note que notre rhéomètre n'est pas équipé d'un couvercle qui empêche l'évaporation des produits de la formulation.

CHAPITRE II

CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES DES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'HUILE

II. ETUDE DES CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES DES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'HUILE (EMULSION INVERSE). (APPLICATION SUR LE Puits RN-Z-129)

II.1 Introduction :

Le choix d'une bonne formulation de la boue est le succès d'une opération de forage. Les boues à l'huile sont choisies pour leurs résistances à des hautes températures, ou les caractéristiques rhéologiques ne changent pas beaucoup, généralement on utilise les boues à base d'huile à émulsion inverse, dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse. Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdissants sont alors additionnés. Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture de forage sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont coûteux.

Notre travail consiste à étudier les caractéristiques rhéologiques de la boue à émulsion inverse qui a été choisit pour le forage des deux phases de forage du puits RN-Z-129, situé dans la région de *Rhourd Nous (Illizi, Algérie)*. (Voir annexe 1). La phase de complétion se constitue de trois réservoirs : (Grés de Ouest Saret, Grés d'Ouargla, Quartzites de Hamra). L'objectif est de comparer les caractéristiques rhéologiques des fluides de forage à base d'huile avec ceux des fluides de forage à base d'eau.

II.2 Objectifs :

Le système de base d'huile INVERMUL de fluide de forage (émulsion inverse) et les procédures d'exploitation sont conçus pour atteindre les objectifs suivants:

1. Traverser les formations argileuses ;
2. Évitez d'endommager les réservoirs ;
3. Fournir des caractéristiques rhéologiques pour assurer le nettoyage et la stabilisation des parois du puits, le transport des déblais...etc. ;
4. Minimiser la perte de fluide pendant le forage des zones poreuses, et fournir un bon filtrat.

II.3 Produits utilisés :

Les produits utilisés pour forer les deux phases de forage 8^{1/2}" et 6" sont :

Barablok : Résine hydrocarbonée en poudre (asphaltite) est un bitume naturel, agent de contrôle de filtration ne contient aucun traitement chimique et peut être utilisée dans des fluides de forage à base d'huile ou à base d'eau. Peut être utilisé avec des températures allant jusqu'à 177 ° C. Utilise comme inhibiteur de gonflement des argiles, il contrôle la perte de circulation.

Geltone-II : Argile organophile, utilisée pour conférer des propriétés de viscosité et de suspension aux fluides de forage à base d'huile.

Invermul-NT : Emulsifiant primaire contribue à stabiliser l'émulsion et les propriétés de suspension.

Ezmul-NT : Emulsifiant secondaire, c'est un acide gras polyaminé peut être utilisé pour émulsionner l'eau dans l'huile dans les fluides de forage à base d'huile.

Liquitone : Polymère Liquide, contrôle de filtration, agent viscosifiant pour les fluides à base d'huile et de forage synthétique à haute température. Il peut également être utilisé pour augmenter les propriétés rhéologiques de la boue.

Aramul-290 : Agent fluidifiant.

Barytine, CaCO₃, chaux, sel, eau, gazole : alourdissant,...etc.

II.4 Préparation de la boue :

Remplir le premier bac avec tout le volume calculé d'eau, puis mélanger le sel requis (chlorure de sodium ou chlorure de calcium,). A l'intérieur du second réservoir, ajouter le volume du gazole et mélanger les émulsifiants primaire et secondaire Invermul NT, EZ mul et Lime. Transférer la saumure du premier réservoir à l'intérieur du mélange d'huile et agiter pendant une heure. Ajouter la quantité désirée de l'argile organophilme (Geltone II), le réducteur de filtrat (liquitone) et aramul-290 pendant trois heures. Ajouter le carbonate de calcium au mélange pour avoir la densité désirer et agiter encore une heure.

II.5 Description de l'appareil de mesure :

Le dispositif expérimental utilisé sur chantier de forage du puits RN-Z-129 est un viscosimètre à cylindres coaxiaux de type Couette à vitesse de cisaillement imposé « Fann 35 » utilisé fréquemment sur chantier, figure (II.10).



Figure (II.10) : Rhéomètre Fann35

Ce viscosimètre fonctionne à six vitesses de cisaillement. On mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans l'espace annulaire entre le rotor (cylindre extérieur) et le stator (cylindre intérieur immobile). Le gradient de vitesse est obtenu par la vitesse de rotation du rotor et le gradient de déformation par la résistance à l'écoulement qui est engendré entre les deux cylindres, cette résistance est transformée par des ressorts tarés en lecture directe par l'intermédiaire d'un cadran gradué. Les autres appareils de mesure (émulsion tester, filtre presse HPHT) sont décrits dans la partie annexe.

II.6 Caractéristiques rhéologiques du fluide de forage pour chaque phase :

II.6.1 Phase de forage (diamètre du puits 8^{1/2}" pour une profondeur de 1935 à 3244 m) :

Les problèmes rencontrés pendant le forage dans cette phase sont :

1. Risque de coincement de la garniture de forage ;
2. Risque de flux de gaz ;
3. Possibilité de perte partielle dans la formation du réservoir fracturé.

La formulation de la boue pour forer cette phase est représentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau (II.2): Formulation de la boue pour la phase de forage 8 1/2"

<i>Constituent</i>	<i>Concentration (g/l)</i>
Gazole	0,649
eau	0,078
Inver mul NT	10
Ez mul NT	3
Liquitone	13
Geltone II	15
Sel	25,98
Lime	25
Carbonate de Calcium	593,8

II.6.1.1 Paramètres rhéologiques :

Les paramètres rhéologiques obtenus à partir de cette expérimentation sont :

$$\text{Lecture } 600 \text{ tr/min} = 64$$

$$\text{Lecture } 300 \text{ tr/min} = 40$$

$$\text{Lecture } 200 \text{ tr/min} = 31$$

$$\text{Lecture } 100 \text{ tr/min} = 22$$

$$\text{Lecture } 6 \text{ tr/min} = 18$$

$$\text{Lecture } 3 \text{ tr/min} = 12$$

Sachant que:

$$\text{La viscosité plastique : } VP = L600 - L300, (cP) \quad II.1$$

$$\text{La viscosité apparente : } VA = L600 / 2, (cP) \quad II.2$$

$$\text{La contrainte seuil: } YP = L300 - VP, (lb/100ft^2) \quad II.3$$

$$Yp = VA - VP, (g/100cm^2 = Pa) \quad II.4$$

Alors :

$$VP = 64 - 40 = 24cp$$

$$VA = 64/2 = 32 \text{ cP}$$

$$YP = (40 - 24) = 16 \text{ lb}/100ft^2$$

$$Yp = 32 - 24 = 8 \text{ g}/100cm^2 = 8 \text{ Pa.}$$

➤ **Thixotropie :**

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/100ft². Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

Pour notre formulation les valeurs des gels sont:

$$\text{Gel } 0 = 12 \text{ (lbs}/100ft^2$$

$$\text{Gel } 10 = 22 \text{ (lbs}/100 \text{ ft}^2)$$

Le meilleur modèle utilisé pour cette formulation est celui d'HERCHEL BELKLEY, figure (II.11): $\tau = \tau_{0+} K \cdot \dot{\gamma}^n$. $n = 0,68$, $k = 0,58 \text{ (lb sec}/100ft^2)$. $\tau_0 = 8 \text{ Pa.}$

Les résultats du rhéogramme de la boue de cette phase sont résumés dans le Tableau suivant :

Tableau (II.3): Variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de Cisaillement

$\dot{\gamma}$ (S ⁻¹)	5,1	10,2	170	340	510	1020
τ (Pa)	9,756	10,813	26,52	38,537	48,232	72,457

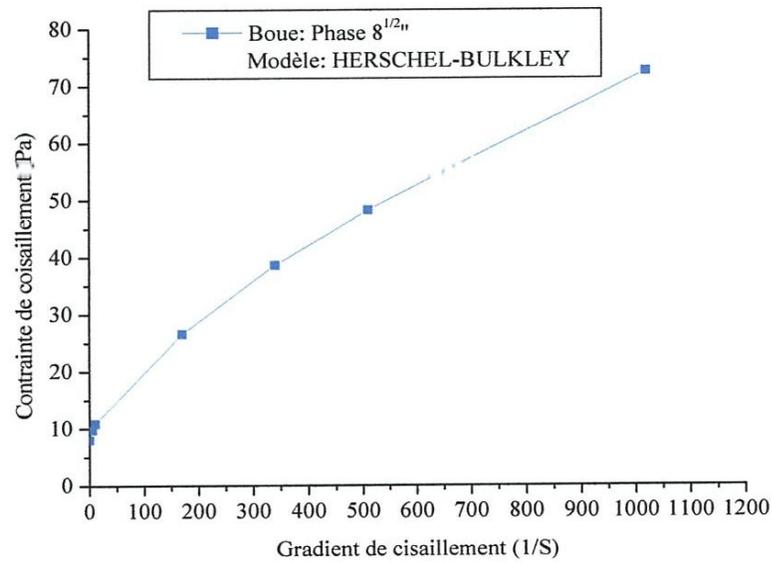


Figure (II.11): Rhéogramme représentant l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour la phase 8^{1/2},

II.6.1.2 Filtrat :

L'essai de filtration est effectué en simulant les conditions du fond du puits en température et en pression, la valeur du filtrat pour notre boue est de 3,8.

II.6.1.3 Stabilité électrique :

On mesure la stabilité électrique par un appareil portable dans le principe est : Un courant alternatif ou continu de voltage croissant est appliqué entre 2 électrodes distantes 3,2 mm, plongées dans la boue à tester. L'émulsion eau dans huile s'oppose au passage du courant jusqu'à une certaine tension appelée voltage de rupture (voltage break down). Elle de 750 volts pour cette phase.

II.6.2 Phase de forage 6'' (3244-4200 m) :

Les problèmes rencontrés pendant le forage dans cette phase sont :

1. Risque de coincement de la garniture de forage ;
2. Risque de flux de gaz à partir du réservoir différent ;

3. Possibilité de perte partielle dans la formation du réservoir fracturé ;
5. Une faible vitesse d'avancement de forage due au terrain dur (grés).

La formulation de la boue pour forer cette phase est la suivante (tableau II.4).

Tableau (II.4): Formulation de la boue pour la phase de forage 6''

<i>Constituent</i>	<i>Concentration (g/l) ou l/l</i>
Gazole	0,640
eau	0,078
Ez mul NT	10
Liquitone	20
Aramul 290	06
Geltone II	10
Sel	12,24
Lime	20
Carbonate de Calcium	610

II.6.2.1 Paramètres rhéologiques :

Les paramètres rhéologiques obtenus à partir de cette expérimentation sont :

$$L600 \text{ tr/min} = 57$$

$$L300 \text{ tr/min} = 35$$

$$L200 \text{ tr/min} = 26$$

$$L100 \text{ tr/min} = 18$$

$$L6 = \text{tr/min} 14$$

$$L3 \text{ tr/min} = 10$$

Alors :

$$VP = 57 - 35 = 22\text{cp}$$

$$VA = 57/2 = 28,5 \text{ cP}$$

$$YP = (35 - 22) = 13 \text{ lbf}/100\text{ft}^2$$

$$Yp = 28,5 - 22 = 6,5 \text{ g}/100\text{cm}^2$$

Le modèle rhéologique qui a été retenu pour modéliser cette boue est ce lui d'HERCHEL BELKLEY, figure (II.12): $\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n$. $n = 0,7$, $k = 0,44 \text{ (lbsec}^n/100\text{ft}^2)$. $\tau_0 = 6,5 \text{ Pa}$.

Les valeurs des gels sont : Gel 0 = 11 (lbs/100ft²); Gel 10 = 14 (lbs/100 ft²).

Le tableau ci-dessous représente le rhéogramme du système étudié.

Tableau (II.5): Variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement

γ (S ⁻¹)	5,1	10,2	170	340	510	1020
τ (Pa)	7,876	8,736	22,52	32,53	41,074	62,666

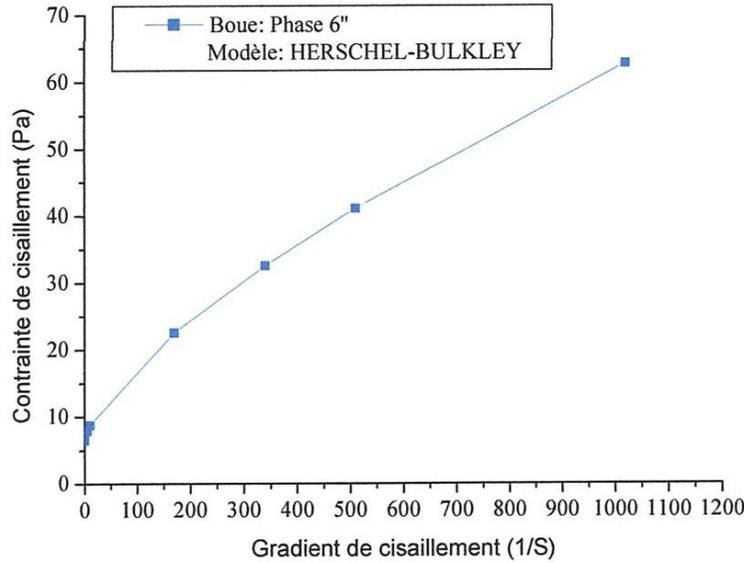


Figure (II .12): Rhéogramme représentant l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour la phase 6''

II.6.2.2 Filtrat et stabilité électrique : pour cette phase, le filtrat = 5, 8 ; la stabilité électrique = 1200 volts. Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour les deux phases :

Tableau (II.6) : Résultats obtenus pour les deux phases de forage

Phase de forage	Caractéristiques rhéologiques					Filtrat	Stabilité électrique (volts)
	τ_0 : Pa	n	K (lbsec ⁿ /100ft ²)	Gel0 (lbs/100 ft ²)	Gel0 (lbs/100/ft ²)		
Phase 8 ^{1/2} ''	8	0,68	0,58	12	22	3,8	750
Phase 6''	6,5	0,7	0,44	11	14	5,6	1200

II.7 Discussions des résultats :

Pour les formulations de boue des deux phases on remarque :

- ✓ Le (gel 10) est supérieur au (gel 0) pour les deux phases, alors notre fluide est thixotrope.
- ✓ Il ya une diminution de la valeur de contrainte seuil, de 8 Pa pour la phase 8^{1/2}'' à 6,5 pour la phase 6'', une diminution de la thixotropie, (gel 10) phase 8^{1/2}'' supérieur au gel 10 phase 6'' et une augmentation du filtrat, cela signifie l'effet de l'ajout du fluidifiant (Aramul 290) dans la deuxième formulation et ça pour facilité le nettoyage du puits et la pose du tubage (4^{1/2}'') pour cuveler la formation et faire la cimentation, et due aussi à l'effet de la température. Cette dernière augmente avec la profondeur est dégrade le comportement rhéologique de la boue (Liquitone, barablok ...etc. Un traitement sera fait si nécessaire.
- ✓ Il y a une augmentation de la stabilité électrique de 750 volts (phase 8^{1/2}'') à 1200 volts (phase 6'').

CHAPITRE III

ENDOMMAGEMENT DE LA ROCHE RESERVOIR PAR LES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'HUILE

III. ENDOMMAGEMENT DE LA ROCHE RESERVOIR PAR LES FLUIDES DE FORAGE A BASE D'HUILE

III.1 Introduction :

L'objectif de cette partie du travail est d'évaluer le caractère endommageant des fluides à base d'huile et de le comparer avec celui des fluides de forage à base d'eau déjà réalisés par khodja (2008) [23]. Notant que les résultats de son travail ont montré que le taux de colmatage de la boue de bentonite/PHPA/KCL est de l'ordre de 36%.

Le travail effectué dans cette partie donc est de tester le colmatage sur des échantillons de grès synthétiques (grès de BERE A). Ces grès ont été choisis à cause de l'homogénéité de leur caractéristiques pétro-physiques et minéralogiques similaires à la roche réservoir de la région « *Rhourd Nous, Algérie* ». Les grès de BERE A lavés et séchés de telle façon que leur perméabilité soit de 80 mD. Ils constituent donc un milieu poreux important susceptible de colmatage (endommagement) par invasion du filtrat des fluides utilisés.

Des mesures de perméabilité ont été effectuées pour une meilleure sélection des échantillons à utiliser lors des tests d'endommagement.

Notre travail expérimental comporte deux parties :

- Préparation et caractérisation rhéologiques et filtration de trois systèmes de fluides à base d'huile de trois sociétés pétrolières.
- Evaluation des caractères endommageant des systèmes étudiés.

Les dispositifs expérimentaux sont détaillés dans l'annexe.

III.2 Composition des systèmes étudiés :

Dans les tableaux ci-dessous sont présentées les formulations des trois systèmes:

Tableau (III.1) : Composition du système 1

<i>Produits</i>	<i>Concentration (kg/m³) ou (m³/m³)</i>
Gazoil	0,89
Eau	0,047
Viscosifiant1	35
Emulsifiant Primaire 1	5
Emulsifiant Secondaire S1	5
Agent Mouillant 1	2,5
Réducteur de filtrat 1	13,5
Chaux	19,95
Nacl	16,36

Tableau (III.2) : Composition du système 2

<i>Produits</i>	<i>Concentration (kg/m³) ou (m³/m³)</i>
Gazoil	0,7
Eau	0,088
Réducteur de filtrat (2)	25
Viscosifiant (2)	18,6
Emulsifiant Primaire (2)	2,86
Emulsifiant Secondaire (2)	17,4
Agent Mouillant (2)	17,4
Chaux	20
Nacl	31,2

Tableau (III .3) : Composition du système 3

<i>Produits</i>	<i>Concentration (kg/m³) ou (m³/m³)</i>
Gazoil	0.886
Eau	0.048
Viscosifiant (3)	36
Emulsifiant Primaire (3)	10
Emulsifiant Secondaire (3)	10
Réducteur de filtrat (3)	30
Chaux	25
Nacl	18

III.3 Appareillages utilisés et préparation :

La description de des appareils utilisés est décrite dans la partie annexe 2. La même procédure de préparation, expliquée dans le chapitre précédent.

III.4 Caractéristiques rhéologiques et filtration :

Tous les systèmes préparés ont été caractérisés du point de vue rhéologie et filtration, tableau.

Tableau (III.4) : Caractéristiques rhéologiques et filtration des trois systèmes étudiés

<i>Caractéristique</i>	<i>Système 1</i>	<i>Système 2</i>	<i>Système 3</i>
VA : viscosité apparente (cP)	18	12,5	17
VP : viscosité plastique (cP)	9	10	12
Yv : contrainte deuil (1b/100ft ²)	12	5	5
Gel 0(1b/100ft ²)	4	4	4
Gel 10(1b/100ft ²)	6	9	9
Stabilité électrique (v)	1750	992	1570
Filtrat (ml)	3,2	3.4	4.2

III.5 Procédures expérimentales pour le test d'endommagement :

Le test consiste à évaluer le taux de colmatage en mesurant la perméabilité initiale et la perméabilité finale après endommagement par la boue de forage à l'aide de l'équipement DAFFM (Dynamic acid filtration Fluid meter), figure (III.19).



Figure (III.19): Vue de l'appareil de test d'endommagement

Le déroulement du test se fait comme suit :

III.5.1 Saturation de l'échantillon :

Les échantillons sélectionnés sont saturés sous vide avec une saumure API (8.5% de NaCl et 2.5% de KCl) et ceux afin de mettre en place l'eau irrédudible. Cette opération est achevée par un déplacement au soltrol 130 à faible débit (Injection d'environ de 20 volumes des pores).

III.5.2 Mesure de la perméabilité initiale (Ki) :

L'échantillon saturé est monté dans une cellule Hassler puis confiné à une pression de 2500 psi et chauffé à une température de 80°C. Après stabilisation de ces deux paramètres, un drainage au soltrol 130 (huile inerte) est effectué dans le sens production. Au cours de l'opération, pour un débit choisi en régime laminaire, la pression différentielle est enregistrée pour vérifier l'évolution de perméabilité. Une fois ces paramètres sont stabilisés, la *perméabilité initiale (Perméabilité de référence) est enregistrée, figure (III.20).*

La perméabilité initiale sera calculée à l'aide de la formule de DARCY :

$$K = \frac{Q \times \rho \times L}{\Delta P \times A} \quad \text{III.1}$$

K : Perméabilité (mD)

Q : Débit volumique (ml/mn)

ρ : viscosité du fluide (cp)

ΔP : Différence de pression (psi)

A : Surface de l'échantillon (cm²)

L : Longueur de l'échantillon (cm)

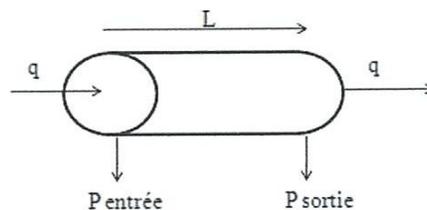


Figure (III.20) : Principe de l'équipement utilisé pour le test de déplacement

III.5.3 Test d'endommagement :

La boue réalisée et caractérisée préalablement doit être bien homogénéisée avant son introduction dans l'appareil. Le système étant sous les mêmes conditions de pression et de température énumérées ci-dessus ; le fluide de forage est injecté à travers l'échantillon dans le sens injection en maintenant une pression différentielle constante de 20 Kgf/cm² durant deux (03) heures.

III.5.4 Mesure de la perméabilité finale (Kf) :

L'échantillon est décolmaté par une circulation du soltrol 130 dans le sens production jusqu'à obtenir un écoulement clair et stable de l'huile de balayage. La perméabilité finale est mesurée dans les mêmes conditions que l'initiale.

Le taux d'endommagement est donné par la relation suivante :

$$\% C = \frac{K_i - K_f}{K_i} \times 100 \quad \text{III.2}$$

III.6 Paramètre des tests d'endommagement :

Les tests d'endommagement se sont déroulés dans les conditions opératoires suivantes :

- ✓ Température: 80 °C
- ✓ Pression de confinement: 2500 psi
- ✓ Pression injection de boue: 450 psi
- ✓ Pression différentielle: 300 psi
- ✓ Débit: 2 ml/mn
- ✓ Fluide de référence: Soltrol 130
- ✓ Temps de contact fluide-roche: 3 heures.

III.7 Principaux résultats d'endommagement obtenus :

Pour les trois systèmes le taux de colmatage ne dépasse pas 29%, tableau (III.5).

Tableau (III. 5) : Résultats des tests d'endommagement

<i>Echantillon</i>	<i>C%</i>
Système1	29
Système2	21,97
Système3	21,5

III.8 Courbes des tests d'endommagement :

Pour l'ensemble des systèmes, des courbes visualisant l'écoulement de la boue à travers les échantillons ont été tracés. Il s'agit du suivi de la perméabilité initiale et de la perméabilité finale qui corrélient bien les résultats obtenus, figures ci-dessous.

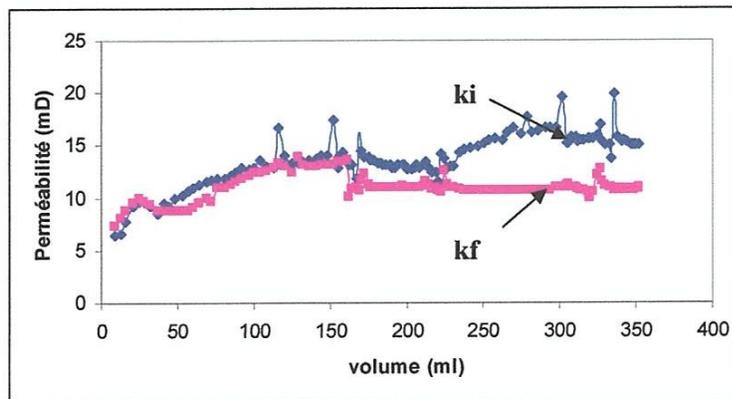


Figure (III.21): Système 1 : C = 29 %

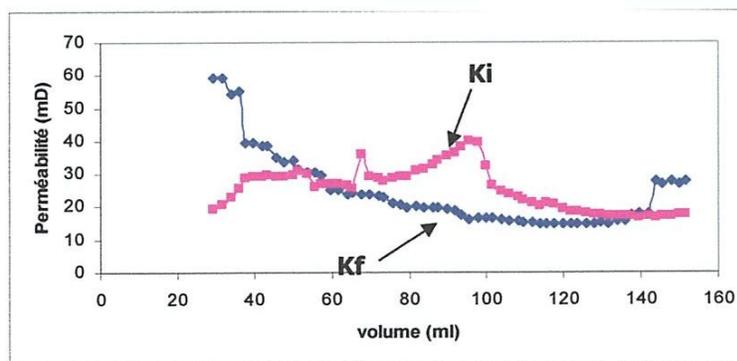


Figure (III.22) : Système 2 : C = 21,97 %

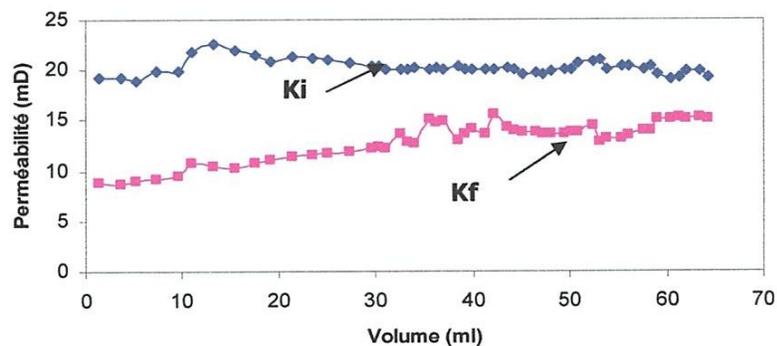


Figure (III.23): Système 3 : C : 21.5%.

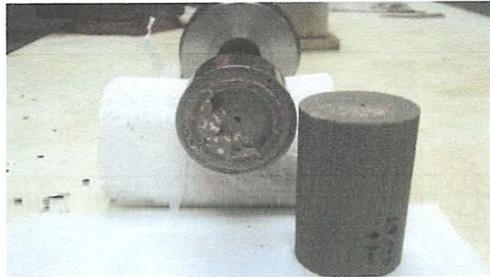
III.9 Visualisation des échantillons après l'endommagement :

Visualisation du cake déposé au droit des sections des échantillons de grés de BEREA après les tests d'endommagement. On remarque bien pour l'ensemble des échantillons testés avec les différents systèmes que le cake déposé présente une bonne porosité, figure (III.24).

Systeme1



Systeme 2



Systeme 3



Figure (III.24): Echantillons de grés après l'endommagement

III.10 Discussion des résultats :

Les résultats de notre travail au sein de la division laboratoire (ex, Centre de recherche et de développement, CRD) Boumerdes, tableau (III.5) montrent que le taux d'endommagement des « grés de BEREA » par les fluides à base d'huile (émulsion inverse) est faible, de 29% ; 21,97% et 21,5% respectivement pour les systèmes 1,2 et 3.

Les caractéristiques rhéologiques : Viscosité plastique, viscosité apparente, contrainte seuil et volume de filtrat sont dans les normes.

D'après Khodja et al, (2008), pour les solutions bentonite/polymères, le pourcentage de colmatage moyen est de l'ordre de 36% pour les solutions bentonite/PHPA/KCl. 70% les solutions bentonite/glycol/KCl. 75% pour les suspensions de bentonite seuls.

Pour notre travail, on a trouvé que le pourcentage d'endommagement de la roche réservoir par les fluides à base d'huiles ne dépasse pas 29%.

Nos résultats montrent que les fluides de forage à base d'huile sélectionnés peuvent être utilisés pour le forage du réservoir. Mais on remarque que le taux de colmatage de la boue/PHPA/KCl est proche à celui de la boue à l'huile émulsionnée inversement. D'avantage la boue/PHPA/KCL est n'est pas polluante, moins chère, moins toxique. Alors on peut remplacer la boue à l'huile par la boue/polymères/KCl.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'optimisation d'une bonne formulation d'un fluide de forage permet de réduire d'une manière significative le coût globale d'un forage. La boue est choisie en fonction de la nature de formation géologique, de l'architecture du puits, des objectifs de sondage, des contraintes environnementales et économiques, de la profondeur du puits, de la densité du fluide, de la température, des paramètres rhéologiques et du filtrat. Le forage en Algérie constitue une étape difficile, à cause des couches géologiques traversées et le choix des paramètres régissant les opérations de forage. Les principaux problèmes rencontrés en cours de forage sont : le gonflement des argiles et l'endommagement de la roche réservoir.

Les boues à base d'huile sont très utilisées pour le forage des phases de diamètre 12^{1/2}" , 8^{1/4}" et 6", dans la plus part des champs pétroliers Algériens. Ces boues ont des avantages techniques très importants (puits stable en cours de forage, système connu et ayant fait ses preuves : entretien des paramètres plus aisé, réintégration et livraison par centrale à boues,...etc.).

Par contre ces boues à base d'huile présentent l'inconvénient de générer des rejets toxiques dépassant les normes admises entraînant un coût de traitement très élevé.

Les boues à base d'eau pourraient présenter une alternative à celles à base d'huile, et présenter une protection plus efficace de l'environnement et certainement moins coûteuse.

L'objectif de notre travail est principalement consacré à l'étude rhéologique et physicochimique des fluides de forage à base d'eau et base d'huile.

L'étude expérimentale des suspensions de bentonite à différentes concentrations (3 et 5%), nous a permis de mieux comprendre le système argile-eau avant l'ajout des polymères et/ou d'autres additifs.

Les résultats des suspensions de bentonite étudiées montrent qu'elles ont un caractère rhéofluidifiant, c'est-à-dire que la viscosité de la composition diminue lorsque l'on applique des vitesses de cisaillements croissantes. Pour cela le modèle de Herschel-Bulkley a été choisi pour modéliser le comportement de ces suspensions.

Les suspensions de bentonite 3 et 5% ont une faible contrainte seuil et ont un comportement viscoélastique.

Le système eau/bentonite présente une augmentation de la viscosité ainsi que la contrainte seuil, avec l'augmentation de la concentration en bentonite.

L'étude rhéologiques et physicochimiques des systèmes bentonite aux polymères montre que :

L'élaboration des fluides à base de bentonite aux polymères, permet d'avoir des fluides avec une augmentation de contraintes seuil et de viscosités, comparativement au système eau/bentonite seule. En plus ce type fluide est considéré comme thixotropique correspondant à la restructuration après repos.

On remarque que la boue au PHPA présente des caractéristiques rhéologiques un peu faibles comparativement à la boue au glycol. L'ajout du KCl comme inhibiteur de gonflement des argiles avec le PHPA et le glycol, diminue légèrement la viscosité et la contrainte seuil.

L'utilisation des alourdissant dans les fluides de forage est indispensable afin d'assurer une sécurité au puits et aux personnels. En conséquence, l'ajout de la baryte a fait augmenter la viscosité du fluide, par contre une légère diminution la contrainte seuil est remarquée. Par contre l'addition de carbonate de calcium augmente la viscosité ainsi que la contrainte seuil.

On remarque aussi que la boue aux polymères a un comportement viscoélastique à une certaine contrainte de cisaillement, au de la de cette dernière le comportement devient visqueux.

Toutes les formulations concernant la boue aux polymères qu'on a étudiés ont un caractère rhéofluidifiant, le modèle rhéologique le plus adéquat pour ces systèmes est celui d'Herschel-Bulkley.

Pour comprendre les caractéristiques rhéologiques et physiques des systèmes des fluides de forage à base d'huile, qui sont généralement utilisés aux champs pétroliers Algériens, nous avons choisi comme exemple de boue celle utilisée dans le puits RN-Z-129, Illizi. Celle-ci est utilisée pour forer les phases de diamètre de forage 8^{1/2}" et 6". Les fluides de forage à base d'huile est une émulsion inverse, eau dans l'huile, avec des polymères et autres additifs. Les deux formulations utilisées (correspondant à chacun des deux diamètres), montrent un caractère rhéofluidifiant à contrainte seuil. La thixotropie qui s'exprime généralement par le *gel 0* et le *gel 10*, montre que les deux formulations sont thixotropes. La viscosité, la contrainte seuil et la thixotropie diminuent avec la température donc avec l'augmentation de la profondeur du puits. Contrairement, le filtrat et la stabilité électrique augmentent avec la température donc avec la profondeur, cependant un traitement de la boue peut rendre les valeurs aux normes demandées et ceci par ajout des additifs. Le modèle choisis est celui de Herschel-Bulkley.

Conclusion Générale

Donc on peut conclure que le comportement rhéologique des boues de forage aux polymères est proche à celui des boues à l'huile.

L'étude effectuée du caractère endommageant des boues à l'huile, donne un taux de colmatage maximum de 29%. Sachant que le pourcentage de colmatage moyen pour les de forage à base d'eau aux polymères (bentonite/PHPA/KCl) est de l'ordre de 36% ; se qui signifie que le caractère endommageant des boues à base d'eau aux polymères est proche à celui des boues à l'huiles.

PERSPECTIVES

PERSPECTIVES

Ce travail pourrait être approfondi et complété, notamment dans plusieurs directions :

- ✓ Etudier l'effet de la température, du PH et les sels sur le comportement rhéologique de ces suspensions argileuses (bentonite).
- ✓ Etudier l'effet de l'ajout des polymères pour différentes concentrations et différentes masses molaires sur le comportement rhéologiques des fluides de forage.
- ✓ Etudier le test d'endommagement pour les boues à base d'eau.
- ✓ Etudier l'effet de la contamination des boues de forage à base d'eau et polymères par les sels, les acides, le ciment, les gaz, l'eau chlorurées calciques....
- ✓ Etudier les tests de gonflement des argiles gonflantes rencontrées lors du forage pétrolier.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Nguyen J,P « fluides de forage » technique d'exploitation pétrolière, le forage, 1993
- [2] (Darley et Gray, 1988)
- [3] Etude de synthèse sur les fluides de forage (CRD BOUMERDES), 1^è partie du rapport n° 419 I 94, par Mr. D. ABID.
- [4] cours de support division forage sonatrach. Avril 2005.
- [5] Aldea, C., Growcock, F.B., Lee, L.J., Friedheim, J.E., Van Oort, E. (2001) Prevention of dynamic sag in deepwater invert emulsion fluids AADE 01-NC-HO-51, National Drilling Technical Conference.
- [6] Bern, P.A., C., Zamora, M., Slater, K and Hearn, P.J. (1996) The influence of drilling variables on barite sag, SPE 36670.
- [7] Bern, P.A., Van Oort, E., Neusstadt, B., Ebeltoft, H., Zurdo, C., Zamora, M., Slater, K. (2000) Barite sag : Measurement, modelling and management SPE Drill & Completion.
- [8] Skalle, P., Backe, K.R., Lyomov, S.K. and Sveen, J., (1999) Barite segregation in inclined boreholes, Journal of Canadian Petroleum Technology, Special edition, Vol 38, No.13. GUY COURRAZE, TEAN-LOUIS GROSSIORD. "Initiation à la rhéologie", 3^e édition Tech et Doc.2000.
- [9] (Hayes et Kennedy, 1903)
- [10] (Collins, 1961; Khilar et Fogler, 1983; Sharma et Yortsos, 1987; Wojtanowicz et al., 1987
- [11] Reservoir formation damage, Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation. FARUK Civan Oklahoma university.
- [12] Manuel of drilling fluids (CD), MI SWACO
- [13] Site de l'Encyclopædia Universalis
- [14] HOWARD A. BARNES, « A handbook of elementary rheology », university of Wales.2000.
- [15] Thèse Ragouilliaux Alexandre, Etude rhéophysique de systèmes émulsions inverses / argile organophile. Applications aux boues de forage pétrolier.
- [16] Adel BENCHABANE, Etude du comportement rhéologique de mélanges argiles polymères. Effets de l'ajout de polymères. Thèse de Doctorat.
- [17] A.DECAREAU « matériaux argileux structure, propriété et application » ouvrage collectif, société français de minéralogie des argiles (PARIS 1990).
- [18] Fatima zohra AZZOUZ. Contribution à l'étude de la stabilisation chimique de quelques de argiles gonflantes de la région de Tlemcen. Thèse de Magistère.

- [19] Jérôme GAOMBALET. Le gonflement des argiles et ses effets sur les ouvrages souterrains de stockage. Thèse de Doctorat.
- [20] Société Francophone de Biomatériaux Dentaires P. WEISS. Date de création du document 2009-2010.
- [21] Wilcox, 1984, Hale et Mody, 1993, Beihoffer et al., 1990.
- [22] Fabien létisse ; Quantification des contraintes nutritionnelles et métaboliques associées à la production de la gomme de Xanthane par *Xanthanos campestris*. Thèse de Doctorat. 2000.
- [23] Khodja Mohamed. Les fluides de forage, étude des performances et considération environnementales. Thèse de doctorat. 2008.
- [24] F. KARIM. Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de biopolymères « application aux puits horizontaux ». Université de Boumerdes. 2007.
- [25] Techniques d'exploitation pétrolière, le gisement, édition Technipe. 1988.
- [26] MASASHI K, RONAO O et YASUFUMI O. « Viscosity behavior of silica suspensions flocculated by associating polymers ». Journal of colloid and interface science 290 (2005) 592-597.
- [27] A SENTHIL KUMAR, VIKAS MAHTO et V P SHARMA “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 2003, pp. 525-530.
- [28] B. SAFI, A. BENMOUNA, R. S. KHERIBET et S. HAMZA. Etude de l'influence de la solubilité de la barite sur les propriétés physicochimiques et rhéologiques de la boue sale saturée alourdie lors du forage de la phase 81/2”. 1ère journées nationales sur le forage et la maintenance des puits. 2003)

ANNEXES

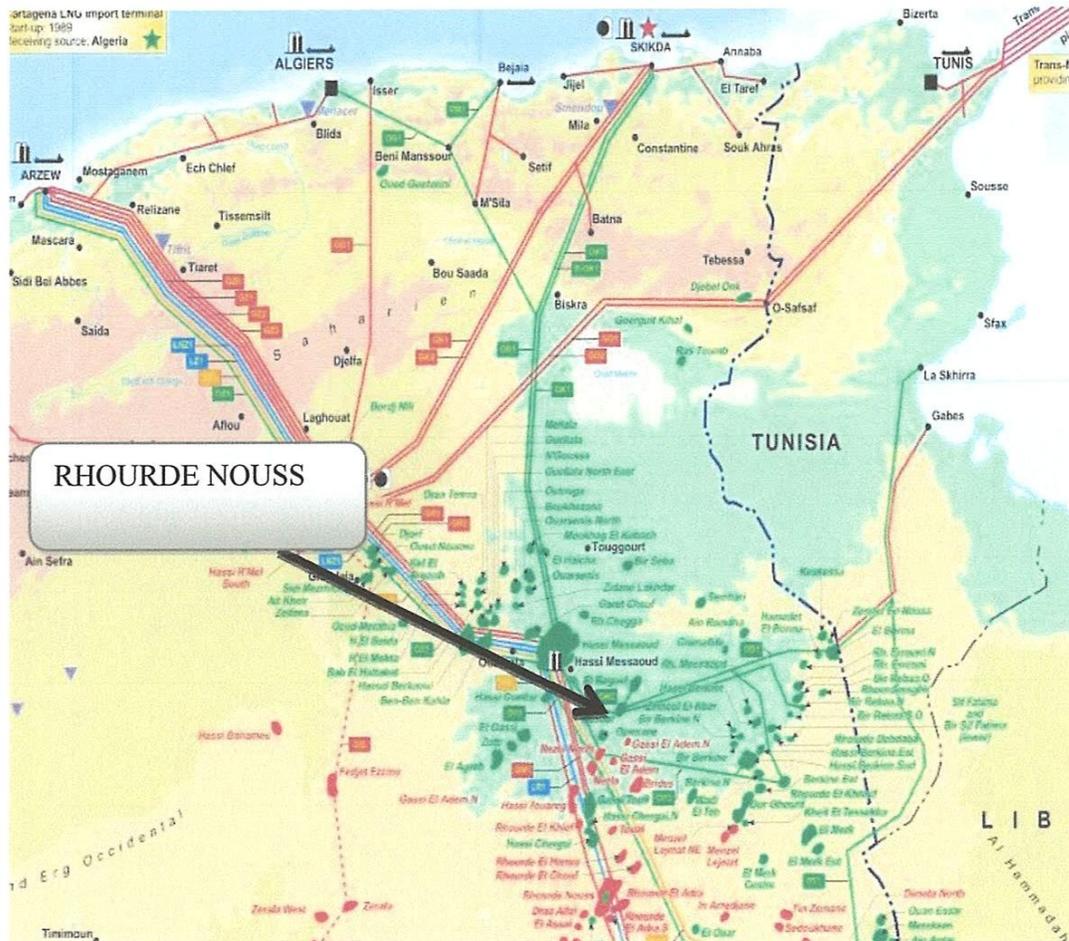
ANNEXE 1

I. Généralités sur le champ pétrolier RhourdeNouss :**I.1 Situation géographique :**

A 30 km de la route nationale RN°3 reliant Ouargla et Illizi ; et à une altitude moyenne de 275 m se trouve la région de Rhourde-Nouss. Elle fait partie de la willaya d'illizi et se localise à 1200 Km au Sud/Sud Est d'Alger et à 270Km au Sud Sud-Est de Hassi-Messaoud.

La région de Rhourde-Nouss est caractérisée par son climat désertique (pluviométrie très faible de 2 à 4 mm/an), on enregistre un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 50°C) et une fréquence importante des vents de sable.

La région de Rhourde-Nouss est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un rayon de 100Km par rapport au siège de la direction régionale qui est située dans le champ de Rhourde-Nouss centre, Figure (I.1).



Figure(I.1) : Situation géographique de Rhourde-Nouss.

I.2 Historique :

La première découverte de gaz dans la région de Rhourde Nouss était en 1956 et le premier puits RN1 est foré en 1962, ce dernier a mis en évidence la présence de gaz riche en condensat au niveau de plusieurs réservoirs. Un centre de traitement d'huile est mis en exploitation en 1966, après avoir découvert de l'huile sur le puits RN4.

Le gisement de Rhourde Nouss a été développé comme suit :

- Mise en service du centre de traitement d'huile le 10 Mai 1966
- Démarrage de l'usine phase-A le 28 Janvier 1988
- Mise en service du champ Rhourde Adra le 11 Juin 1989
- Mise en service du champ Rhourde Hamra le 24 Avril 1992
- Mise en service du champ Rhourde Chouff le 29 Mai 1992
- Démarrage de l'usine de Hamra le 16 Juin 1995
- Première expédition de GPL (Hamra) le 23 Mai 1996
- Extension de la phase A par un cinquième train d'une capacité de 10250 millions SM³/j de gaz le 13 Août 1999
- Démarrage de l'Usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions de m³/j pour la production de 3800 t/j du GPL, (Fin Février 2000)
- Première expédition de GPL (Rhourde Nouss) le 06 Mars 2000
- L'allumage des premières torches du centre de traitement et de compression (CSC) le 11 septembre 2011.

La région de Rhourde Nouss a été la première unité de SONATRACH à avoir installé un système DCS1995 (transmission de données en real time) au niveau de Hamra en 1995.

Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21MW et un apport à partir de Hamra (ligne de 60KM).

I.3 Description du champ de Rhourde Nouss :

Les principaux champs mis en exploitation sont :

- Rhourde Nouss centre
- Rhourde Nouss Nord-est
- Rhourde Nouss sud-est
- Rhourde Nouss sud-ouest
- Rhourde Chouf
- Rhourde Adra

- Rhourde Hamra
- Hamra.

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés dans le future, il s'agit de :

- Champ de Rhourde-Hamra Sud-est
- Champ de Rhourde-Nouss 3
- Champ de Mouilah
- Champ de Meksem
- Champ de Draa Allal
- Champ d 'Elketaia
- Champ de RhourdeAdra Sud-est.

I.4. Description du puits RN-Z-129 :

Le puits RNZ129 est situé dans la région de Rhoud Nouss, il est en développement par déviation; il va se fore par deux degrés 40° et 60° d'inclinaison et 232° nord Azimut vers les réservoirs : Grés de Ouest Saret, Grés d'Ouargla, Quartzites de Hamra successivement pour produire du gaz et du condensat.

Ce puits est entré dans le projet de développement de la région de Rhoud Nouss. Il faut stopper l'injection des puits injecteurs de gaz au voisinage du puits RN Z 129 avant le démarrage du forage.

I.5 Information sur le puits :

Tableau (I.1) : principales informations sur le puits RNZ129

Well name	RNZ129
Well class	Development Well
Well Type	Deviated
Field	Rhourde Nouss
Drilling duration	180 days (include completion)
Operator	SONATRACH
Drilling Contractor	ENAFOR
Rig name	ENF15
TD	4200m MD / 3672m TVD
Objectives	Primary: Ouargla sandstones and Hamra Quartzites
Surface Coordinates (UTM)	X: 281 718,793 m Y: 3 284 106,195 m Zs: 270,360 m
Surface Geographic Coordinates	M: 06° 44' 40.50042" E L: 29° 40' 12.53757" N
RT - GL	9.11m
Elevation (GL-MSL / RT-MSL)	270m / 279m
Water Sources	Using water trucks to transport water

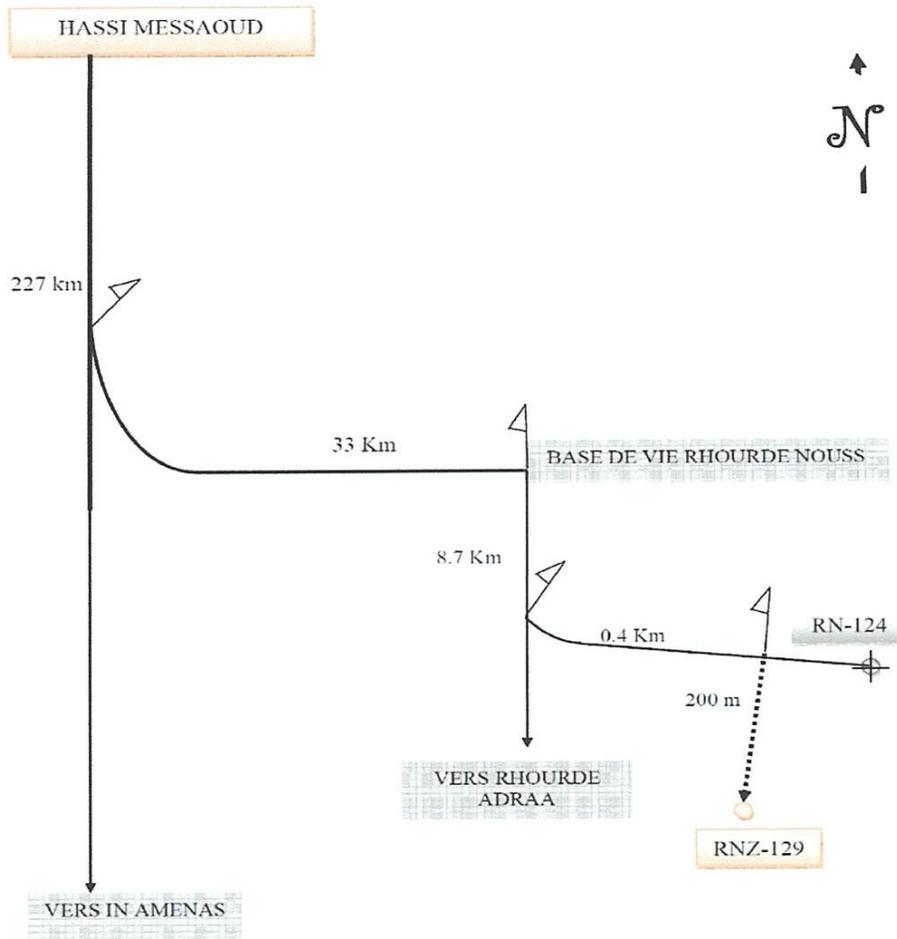


Figure (I.2) : Situation géographique du puits RN-Z-129

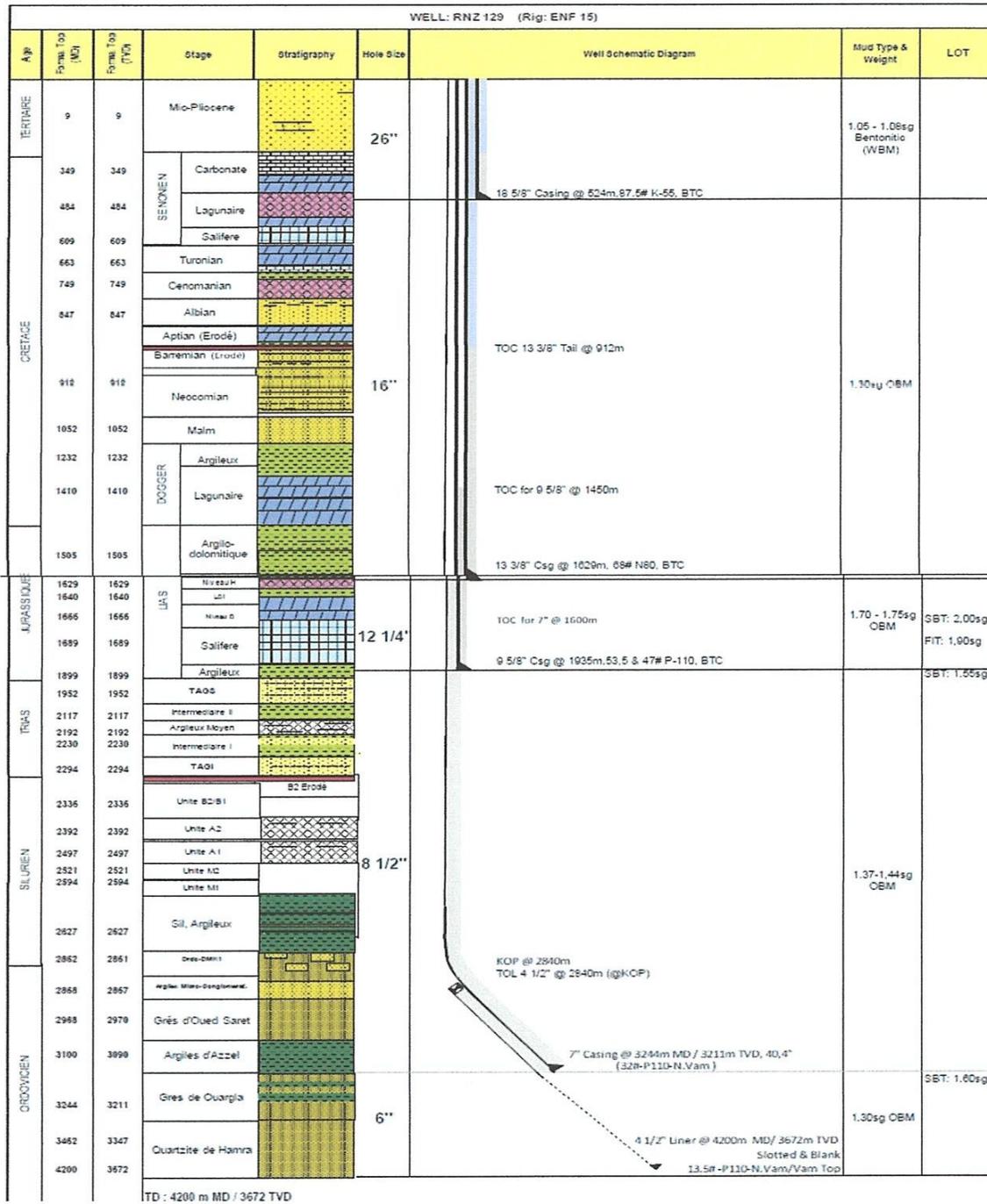


Figure (I.3) : Stratigraphie du puits RN-Z-129

ANNEXE 2

II.1 Rhéométrie et dispositifs expérimentaux :

II.1.1 Introduction :

Les rhéomètres rotatifs sont classés en deux familles

- ✓ rhéomètres à déformation imposée
- ✓ rhéomètres à contrainte imposée

Ils peuvent être équipés de plusieurs géométries d'écoulement: cône-plan, plan-plan, Cylindres coaxiaux.

Dans la présente étude, nous avons travaillé avec des rhéomètres rotatifs, à contrainte imposée, le premier équipé d'une géométrie cône-plan.

Le deuxième s'appelle rhéomètre cylindrique à couette (Fann 35), il est expliqué précédemment dans la partie expérimentale, chapitre (II).

II.1.2 Problèmes expérimentaux :

Il est connu que la fiabilité des résultats expérimentaux est liée directement à la maîtrise de l'effet de tous les paramètres influençant la mesure, parmi les phénomènes indésirables pouvant intervenir au cours des essais rhéologiques. On note le problème d'évaporation de l'échantillon, les glissements aux niveaux des parois de la géométrie de mesure et le problème d'inertie de l'outil rotatif lors des accélérations ou décélérations rapides, ces trois phénomènes sont explicités ci-dessous afin d'en tenir compte et limiter leurs effets sur les essais.

II.1.2.1 Problème d'évaporation :

Il intervient surtout dans les suspensions lors d'essais comportant une surface libre, ce phénomène conduit à une diminution du volume étudié (creusement), ceci pourrait se traduire par une diminution de la viscosité apparente mesurée. D'un autre côté, une augmentation de la concentration massique apparaît, qui se traduit par une augmentation de la viscosité apparente. Les techniques pratiques, utilisées pour minimiser les perturbations, consistent à travailler sous atmosphère saturée par le fluide interstitiel ou à placer un film liquide sur les surfaces libres.

II.1.2.2 Glissement aux parois

C'est le phénomène le plus couramment rencontré lors de l'étude rhéologique des fluides, il peut se produire dans toutes les géométries d'écoulement, ce phénomène conduit à des erreurs sur les mesures. En particulier pour les mesures de contraintes seuil avec un rhéomètre à contrainte imposée, dans le cas des suspensions, le glissement peut être favorisé par la

migration des particules des régions pariétales (décroissance de la concentration solide près de la paroi lisse). Effet connu sous la dénomination d'effet sigma, l'un des méthodes utilisées pour faire face à cette problématique, cette solution consiste à rendre les parois plus rugueuses pour augmenter les frottements.

II.1.2.3 Inertie de l'outil rotatif :

Il a été montré que l'utilisation de rhéomètre à contrainte imposée pouvait conduire à des erreurs de mesure, ces erreurs sont dues à un retard dans la réponse de l'outil aux sollicitations lors de la montée ou de la descente en contrainte.

Pour remédier à ce phénomène il y a une méthode de calcul pour étudié et éliminer ce type d'erreurs.

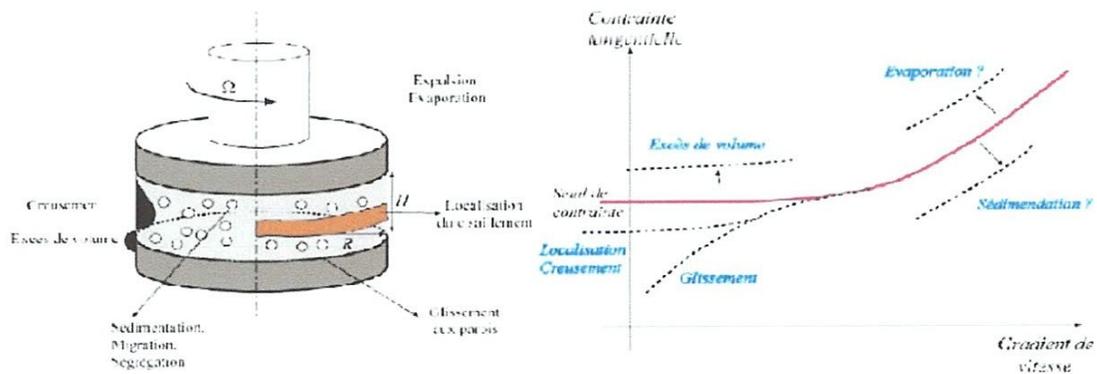


Figure (II.2): effets expérimentaux

II.1.3 Dispositifs expérimentaux :

La préparation et la caractérisation des formulations a nécessité les équipements suivants :

II.1.3.1 Agitateur a boue :



Figure (II.3): Agitateurs de boue, à gauche mécanique, à droite magnétique

L'agitateur mécanique à boue est constitué par un moteur électrique portant une tige en métal terminé par des pales qui permet de fabriquer des boues en laboratoire.

II.1.3.2 Le rhéomètre FANN :

➤ **Principe :**

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Six vitesses de rotation (600 - 300 - 200 - 100 - 6 - 3 T/mn), le rotor est entraîné par un moteur électrique. Ces appareils sont normalisés par L'API.



Figure (II.4): Rhéomètre Fann35

II.1.3.3 Emulsion Tester :

Cet appareil est employé pour contrôler la stabilité électrique des boues à émulsion inverse.

➤ **Principe :**

Un courant alternatif ou continu de voltage croissant est appliqué entre 2 électrodes distantes de 1/8 pouce ou 3,2 mm, plongées dans la boue à tester. L'émulsion eau dans huile s'oppose au passage du courant jusqu'à une certaine tension appelée voltage de rupture (voltage break down). La mesure est très rapide mais l'interprétation des résultats est délicate :



Figure (II.5) : Emulsion Tester

II.1.3.4 Filtre presse HPHT :

C'est un équipement qui permet d'évaluer le filtrat du fluide de forage et cela sous haute pression et température. (250°F et 5000 Psi).

L'essai de filtration est effectué dans des conditions similaires aux conditions du fond en température et en pression, (**figure VI.4**).

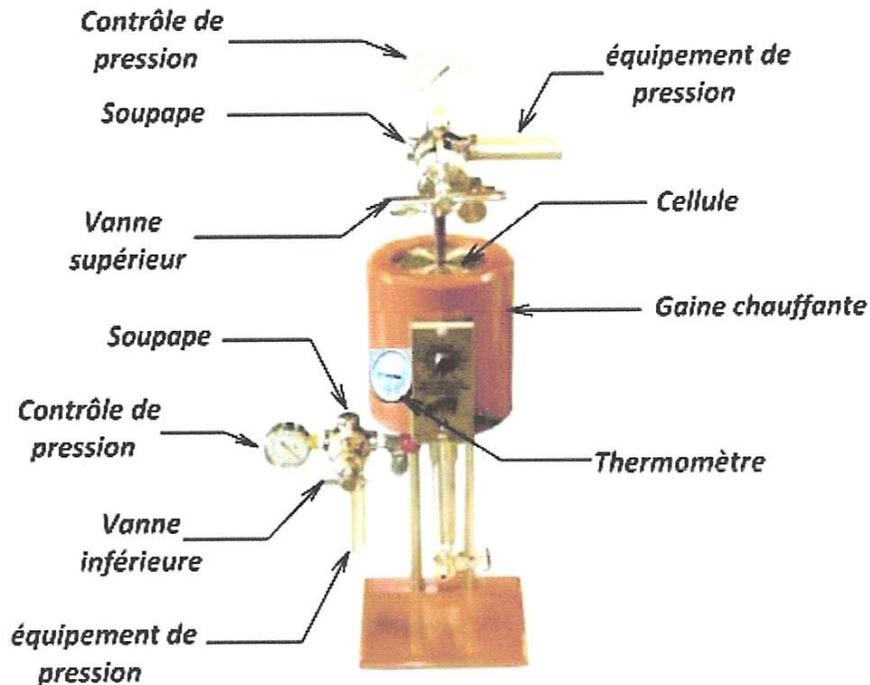


Figure (II.6) : Appareils de filtrat HP-HT

II.1.3.4.1 Mode opératoire :

- ✓ Brancher la gaine chauffante du réseau. Placer le thermomètre préchauffer la gaine chauffante, Régler le thermomètre de façon à maintenir une température constante.
- ✓ Prendre la boue à la conduite d'arrivée.
- ✓ Remplir la cellule jusqu'à 1cm du bord supérieur, pour tenir compte de l'expansion.
- ✓ Placer la cellule dans la gaine chauffante, les deux vanne, supérieure et inférieure, étant fermées. Mettre en place le thermomètre dans sa gaine.
- ✓ Placer l'équipement de pression sur la vanne supérieure et serrer. Mettre en place l'équipement de pression inférieur et serrer. Appliquer 7 bars sur les deux équipements de pression, les deux soupapes étant fermées. Ouvrir la vanne supérieure et appliquer 7 bars à la boue pendant le chauffage.
- ✓ Dès que échantillon atteint 50°C, augmenter la pression dans l'équipement de pression supérieur à 34 bars. Ouvrir la vanne inférieure pour amorcer la filtration. Récupérer le filtrat pendant 30 min, noter le volume de filtration instantanée après 2 sec .Si la pression augmente au-dessus de 7 bars pendant l'essai, réduire lentement la pression en sortant un peu de filtrat .Noter le volume total de filtrat tel que :

$$V_{\text{filtrat}} = 2 * V_{\text{mesuré}}$$

- ✓ A la fin de l'essai, fermer les deux vannes.
- ✓ Ouvrir la vanne en T et purger la pression des deux régulateurs.