

N° ordre...../FSI/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Thèse de Doctorat

Présentée par :

M^{me} Nadia KHERFELLAH éps. HADDOUM

En vue d'obtention du diplôme de DOCTORAT en Sciences

Filière : Sciences et Génie des Matériaux

Option : Physico Chimie des Matériaux

TITRE

**OPTIMISATION DES PARAMETRES DE FORAGE DANS LA SERIE
TRIASIQUE ET DU CAMBRIEN DE LA REGION DE HASSI- MESSAOUD**

Devant le Jury composé de :

M. ABDELBAKI Nouredine	Professeur	Université de Bouira	Président
M. HADJADJ Ahmed	Professeur	Université de Boumerdès	Directeur de thèse
M. BENMOUNAH Abdelbaki	Professeur	Université de Boumerdès	Co-directeur
M. MELLAK Abderrahmane	Professeur	Université de Boumerdès	Examineur
M. BOUGHOUL Saadi	Professeur	Université de Batna1	Examineur
M. TAOUTI Mohamed	MC/A	Université de Laghouat	Examineur

Année universitaire 2016/2017

Remerciements

Cette recherche a été réalisée au sein du laboratoire des Matériaux, Procédés et Environnement Faculté des Sciences pour l'Ingénieur, Université M'Hamed Bougara Boumerdès.

J'exprime mes plus vifs remerciements à Monsieur HADJADJ, Professeur à l'université de Boumerdès, de m'avoir encadré et soutenu dans mon travail, sans lequel cette recherche n'aurait pu être réalisée. Sa précieuse collaboration à la réalisation de ce modeste travail est de mise.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur BENMOUNAH Abdelbaki, Professeur et responsable du laboratoire des Matériaux, Procédés et Environnement, pour m'avoir accueilli dans son laboratoire.

J'ai été très sensible à l'honneur que m'a fait Monsieur MELLAK Abderrahmane, Professeur à l'Université de Boumerdès, d'avoir accepté de participer à ce jury.

Je remercie profondément et gracieusement Monsieur ABDELBAKI Nouredine, Professeur à l'Université de Bouira, de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Je tiens également à remercier Monsieur TAOUTI Benabdallah, MC/A, d'avoir accepté de juger ce travail et participer au jury.

Je tiens à exprimer ma plus vive gratitude à Monsieur BOUGHOUL Saadi, Professeur à l'Université de Batna, d'avoir accepté de participer à ce jury.

Mes remerciements vont également à toutes les personnes dans le domaine professionnel (responsables, collègues, etc.), qui m'ont soutenues et portées conseil à la concrétisation de ce travail,

Je n'oublierais pas mes chers amis qui n'ont cessé de m'encourager durant la réalisation de ce travail.

DEDICACES

Je dédie ce travail

A mes parents que dieu me les garde.

A mon mari et mes enfants

A mes frères

A toute ma famille

A mes très chers amis

A mes chers collègues

Résumé

Le déroulement quotidien des opérations de forage des différents gisements pétroliers, est très souvent interrompu par plusieurs problèmes englobant la tenue des parois du trou, les pressions rencontrées et le contrôle des fluides contenus dans les formations forées.

Dans le but de pallier à ces différentes problématiques, nous avons entrepris la réalisation de ce travail qu'on a subdivisé en plusieurs chapitres décrits succinctement ci-après, nous nous sommes intéressés au phénomène des pertes de fluides de forage à travers la formation et ce, relativement à l'histoire géologique, suivi par l'amélioration des caractéristiques rhéologiques du fluide de forage utilisé pour le forage de la phase à perte, ensuite une proposition des laitiers colmatants ajustables suivant la virulence des pertes, et enfin une caractérisation et modélisation du système de boue à émulsion inverse utilisé pour le forage de la phase réservoir du champ de HassiMessaoud.

Mots clés

Perte de fluides, rhéologie, bouchant plastiques, forage

Abstract

The daily development of the drilling operations of the various oil fields is often interrupted by several problems including the borehole instability, the pressures encountered and the control of the fluids contained in the drilled formations.

In order to overcome these various problems, we have undertaken the realization of this work, which has been subdivided into several chapters succinctly described below. We have been interested to understand the losses, in relation with the geological history, then how to improve the rheological characteristics of the fluid system used for drilling formation losses, then a proposal of plug have been given according to the virulence of the losses encountered while drilling, and finally a characterization and modelization of the inverse emulsion fluid system used for drilling the phase Reservoir of the field of HassiMessaoud have been done

Key words

Lost circulation, rheology, plastic plug, drilling

ملخص

الإدارة اليومية لعمليات الحفر في الحقول النفطية المختلفة، كثيرا ما تتوقف بسبب العديد من المشاكل بما في ذلك عقد جدران الحفرة، والضغط التي تواجهها للسيطرة على السوائل في تشكيلات حفر.

ومن أجل التغلب على هذه المشاكل، بدأنا تحقيق هذا العمل الذي قمنا به و الذي ينقسم إلى عدة مراحل طبق الموجز أدناه، اهتمنا في ظاهرة خسائر السوائل اثناء الحفر بعلاقة مع التاريخ الجيولوجي، تليها تحسين الخصائص الريولوجية لسائل الحفر المستخدم، ثم اقتراح حلول صارمة للتعديل، وأخيرا توصيف ونموذجة نظام سائل الحفر المستخدم لحفر الطبقة الجيولوجية خزان حقل حاسي مسعود.

الكلمات المفتاحية

تسرب السوائل, ريولوجيا, المقابس البلاستيكية, الحفر

SOMMAIRE

SYMBOLE ET NOMENCLATURE

INTRODUCTION GENERALE1

CHAPITRE I : NOTIONS GENERALES SUR, LE FORAGE, FLUIDES DE FORAGE, ARGILES, POLYMERES, PERTES DE CIRCULATION

I.A-NOTIONS SUR LE FORAGE

I.A.I- LE FORAGE.....	4
I.A.II- APPAREIL DE FORAGE.....	4
I.A.III- FORAGE ROTARY.....	6
I.A.IV- PARAMETRES DE FORAGE	6
I.A.V-INCIDENTS DE FORAGE	7
I.A.VI- OPERATIONS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION	8

I.B-LES FLUIDES DE FORAGE

I.B.I- FLUIDE DE FORAGE	13
I.B.II- LES FONCTIONS DES FLUIDES DE FORAGE.....	13
I.B.III- CIRCULATION DE LA BOUE SUR LE CHANTIER	14
I.B.IV- COMPOSITION DU FLUIDE DE FORAGE	14

I.C-LES ARGILES

I.C.I- STRUCTURE DES MINERAUX ARGILEUX	29
I.C.II- BENTONITE.....	31
I.C.III- PROPRIETES DE LA BENTONITE.....	32
I.C.IV- DOMAINE D'UTILISATION	32
I.C.V- STABILITE DES SUSPENSIONS D'ARGILE.....	32
I.C.VI- STRUCTURE DE LA DOUBLE COUCHE.....	33
I.C.VII- ECHANGE DE BASE.....	34
I.C.VIII- PROPRIETES D'ADSORPTION	35
I.C.IX- PHENOMENE DE GONFLEMENT.....	35
I.C.X- SITUATION DES ECHANTILLONS BENTONITIQUES ALGERIENNES	37

D-Les POLYMERES

I.D.I- UTILISATION DES POLYMERES DANS LES FLUIDES DE FORAGE.....	38
I.D.II-LA GOMME DE XANTHANE.....	40

I.D.III-LES CELLULOSES POLYANIONIQUES (PAC) ET LA CMC.....	41
I.D.IV-LES POLYACRYLAMIDES PARTIELLEMENT HYDROLYSES.....	42
I.D.V-LES GLYCOLS.....	42
I.D.VI-LES SILICATES DE SODIUM.....	43

I.E- LES PERTES EN CIRCULATION LORS D’UN FORAGE

I.E.I-INTRODUCTION.....	44
I.E.II-COMMENT REMEDIER AUX PROBLEMES DE PERTES DE BOUES EN CIRCULATION.....	44

CHAPITRE II : PROBLEMATIQUE DES PERTES RENCONTREES DANS LA REGION DE HASSI MESSAOUD

II.I- HISTORIQUE DE LA REGION DE HASSI MESSAOUD	48
II.II- GEOLOGIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	50
II.III- POSITION DU PROBLEME	57
II.IV- DIFFICULTES GEOLOGIQUES	57
II.V- ETUDE STATISTIQUE DES PUITES A PERTES	57
II.VI- DETERMINATION DES CHENAUUX FLUVIATILES A MEANDRES DU T.A.G	59
II.VII- LOCALISATION DES SEQUENCES PRODUCTRICES (PALEOGEOGRAPHIE)	60
II. VIII- CONCLUSION.....	61

CHAPITRE III : MODELES RHEOLOGIQUES DE BASE

III.I- DEFINITION	63
III.II- CONTRAINTE DE CISAILLEMENT	63
III.III- DEFORMATION DE CISAILLEMENT	63
III.IV- VITESSE DE CISAILLEMENT	64
III.V- VISCOSITE.....	64
III.VI- CLASSIFICATION DES FLUIDES REELS	65
III.VII- DIFFERENTES INTERACTIONS EXISTANTES ENTRE LES PARTICULES	69
III.VIII- MODELES ISSUS DE LA THEORIE DES MILIEUX EFFECTIFS	69
III.IX- PRESENTATION DE LA METHODE DE CALCUL POUR LA DETERMINATION DES PARAMETRES RHEOLOGIQUES DES MODELES UTILISES	75
III.X-CONCLUSION	78

CHAPITRE IV : AMELIORATION DES PROPRIETES RHEOLOGIQUES

IV.A- CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DU TRIAS ARGILEUX GRESEUX

IV.A.1 ANALYSE PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS X	82
IV.A.2- TESTS DE SUCCION CAPILLAIRE SUR LE FILTRAT DE LA BOUE	82
IV.A.3- DETERMINATION DE LA CAPACITE D'ECHANGE CATIONIQUE (CEC).....	83

IV.B- ETUDE DES PERFORMANCES DES POLYMERES ET L'INFLUENCE DE LA SALINITE

IV.B.1 CARACTERISATION DES POLYMERES.....	85
IV.B.2 COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES POLYMERES DANS DE L'EAU DISTILLEE	92
IV.BI.3 COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES POLYMERES DANS DE L'EAU SALEE SATUREE.....	98

IV.C- ETUDE DE L'INFLUENCE DES PARTICULES SOLIDES SUR LES CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES DES SYSTEMES DE BOUE CONVENTIONNELS ET SUBSTITUES

IV.C.1- CARACTERISATION RHEOLOGIQUE DE LA BOUE CONVENTIONNELLE.....	107
IV.C.2- UTILISATION DES POLYMERES COMME AGENT VISCOSIFIANT	109
IV.C.3- CONTAMINATION DES SYSTEMES DE BOUES CONVENTIONNELS ET SUBSTITUES PAR LES SOLIDES DE LA FORMATION A DIFFERENTES CONCENTRATIONS	114

IV.D-ETUDE DE L'IMPACT DE LA BOUE SUR LA FORMATION GEOLOGIQUE

IV.D .1- MESURE DE LA PERMEABILITE INITIALE	117
IV.D.2- MESURE DE LA PERMEABILITE FINALE	117
IV.D.3- ETUDE DU COLMATAGE	118
IV.D.4- CONCLUSION	120

CHAPITRE V : ETUDE RHEOLOGIQUE ET ESSAIS DE CONSISTOMETRIE DES LAITIERS ARGILEUX PROPOSES POUR LE COLMATAGE DES PERTES DE BOUES DANS LE TRIAS ARGILEUX GRESEUX

<i>V.I- PRINCIPAUX TYPES DE PERTES ET LOCALISATION.....</i>	<i>122</i>
<i>V.II- TYPE DES ZONES A PERTES EN CIRCULATION</i>	<i>122</i>
<i>V.III- CAUSES PRINCIPALES ET METHODES DE PREVENTION</i>	<i>123</i>
<i>V.IV- REMEDES CURATIFS.....</i>	<i>125</i>
<i>V.V- PRINCIPAUX TYPES DE PRODUITS ET BOUILLIES COLMATANTES.....</i>	<i>125</i>
<i>V.VI- COMMENT REMEDIER AUX PROBLEMES DE PERTES DE BOUES?.....</i>	<i>130</i>

V.VII- PROTOCOLE EXPERIMENTAL ET METHODOLOGIE	131
V.VIII- COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES SUSPENSIONS ARGILEUSES	133
V.IX- TESTS DE CONSISTOMETRIE A HAUTE PRESSION ET HAUTE TEMPERATURE.....	134
V.X-CONCLUSION.....	136

CHAPITRE VI : CARACTERISATION RHEOLOGIQUE DU SYSTEME DE BOUE UTILISE POUR LE FORAGE DU RESERVOIR A HAUTE PRESSION ET HAUTE TEMPERATURE

VI.I-CARACTERISATION ET MODELISATION DU COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE D'UN SYSTEME DE BOUE A BASE D'HUILE EN CONDITION DE SURFACE

VI.I.1- PROTOCOLE EXPERIMENTAL.....	138
VI.I.2- COMPOSITION ET PREPARATION DU SYSTEME DE BOUE <i>VERSADRILL</i>	139
VI.I.3- COURBES D'ECOULEMENTS EXPERIMENTALES.....	139
VI.I.4- MODELISATION DES COURBES D'ECOULEMENTS EXPERIMENTALES.....	140
VI.I.5- VARIATION DE LA VISCOSITE APPARENTE EXPERIMENTALE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE	141
VI.I.6- VARIATION DE LA VISCOSITE APPARENTE THEORIQUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE	142

VI.II- CARACTERISATION ET MODELISATION DU COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DU SYSTEME DE BOUE EN CONDITION DE FOND (HP/HT)

VI.II.1- PROTOCOLE EXPERIMENTAL	143
VI.II.1.1- INFLUENCE DE LA PRESSION ET DE LA TEMPERATURE SUR LE SYSTEME DE BOUE	144
VI.II.1.2- TRAITEMENT DES RESULTATS EXPERIMENTAUX	146
VI.II.1.3 - MODELES D'EVOLUTION DE LA VISCOSITE AVEC LA TEMPERATURE	150
VI.II.2.1- EVOLUTION DE LA VISCOSITE RELATIVE AVEC LA TEMPERATURE REDUITE	151
VI.II.2.2- SIMULATION DE L'EVOLUTION DE LA VISCOSITE APPARENTE AVEC LA TEMPERATURE REDUITE	155
VI.II.2.3- SIMULATION DE L'EVOLUTION DE LA VISCOSITE APPARENTE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE.....	156
VI.II.3- INFLUENCE DE LA PRESSION SUR LA VISCOSITE	158
VI.II.3.1- EVOLUTION DE LA VISCOSITE RELATIVE AVEC LA PRESSION REDUITE	158
VI.II.3.2- SIMULATION DE L'EVOLUTION DE LA VISCOSITE AVEC LA PRESSION REDUITE... ..	162
VI.II.3.3- SIMULATION DE L'EVOLUTION DE LA VISCOSITE APPARENTE EN FONCTION DE LA PRESSION.....	164
VI.II.4-CONCLUSION	166

Symboles et Nomenclatures

Symboles grecques

τ	:	Contrainte de cisaillement [Pa]
τ_C	:	Contrainte seuil [Pa]
γ	:	Déformation de cisaillement
$\dot{\gamma}$:	Vitesse de cisaillement (s ⁻¹)
μ	:	Viscosité dynamique (Pa.s)
μ_a	:	Viscosité apparente (Pa.s)
μ_c	:	Viscosité cinématique (m ² /s)
η_r	:	Viscosité relative
μ_p	:	Viscosité plastique (Pa.s)
μ_0	:	Viscosité à gradient de cisaillement nul
μ_∞	:	Viscosité à gradient de cisaillement infini
δ	:	Différence de potentiel entre les plateaux du condensateur
σ	:	La charge par unité de surface
ε	:	Constante diélectrique du liquide.
ε_r	:	Constante diélectrique relative
ε_0	:	Constante diélectrique du vide absolu

Symboles Latins

F	:	Force (N)
T	:	Température (°F)
r_i, r_e	:	Rayon intérieur et extérieur (m)
dx	:	Variation de déplacement
dy	:	Ecart entre deux couches voisines de fluides (m)
C	:	Concentration (g/l)
t	:	Temps (s)
p	:	Paramètre caractéristique du fluide étudié
k	:	Indice de consistance du fluide
n	:	Indice d'écoulement
C	:	Capacité du condensateur par unité de surface
Q	:	La charge
D	:	Epaisseur du condensateur

Paramètres rhéologiques API

VA	:	Viscosité apparente (cp)
VP	:	Viscosité plastique (cP)
YP	:	Yield Point (lbf/100ft ²)

Conversion

$$^{\circ}C = 5/9 (^{\circ}F - 32)$$

$$1cP = 1mPa.s$$

$$Lbf/100ft^2 = 0,48 Pa$$

$$1ppb \text{ (livre par baril)} = 2,85 g/l$$

SYMBOLES ET NOMENCLATURE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I

NOTIONS GENERALES SUR :
LE FORAGE, FLUIDES DE
FORAGE, ARGILES,
POLYMERES, PERTES DE
CIRCULATION

CHAPITRE II

PROBLEMATIQUE DES PERTES
RENCONTREES DANS LA
REGION DE HASSI MESSAOUD

CHAPITRE III

MODELES RHEOLOGIQUES DE BASE

CHAPITRE IV

AMELIORATION DES PROPRIETES RHEOLOGIQUES

CHAPITRE V

ETUDE RHEOLOGIQUE ET
ESSAIS DE CONSISTOMETRIE
DES LAITIERS ARGILEUX
PROPOSES POUR LE
COLMATAGE DES PERTES DE
BOUES DANS LE TRIAS
ARGILEUX GRESEUX.

CHAPITRE VI

CARACTERISATION RHEOLOGIQUE DU SYSTEME DE BOUE UTILISE POUR LE FORAGE DU RESERVOIR EN HAUTE PRESSION ET HAUTE TEMPERATURE

CONCLUSION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L

e déroulement quotidien des opérations de forage des différents gisements pétroliers, est très souvent interrompu par plusieurs problèmes englobant la tenue des parois du trou, les pressions rencontrées et le contrôle des fluides contenus dans les formations forées.

Dans le but de pallier à ces différentes problématiques, nous avons entrepris la réalisation de ce travail qu'on a subdivisé en plusieurs chapitres décrits succinctement ci-après, nous nous sommes intéressés aux pertes, relativement à l'histoire géologique, suivi par l'amélioration des caractéristiques rhéologiques de la boue utilisée pour le forage de la phase à perte, ensuite une proposition des laitiers colmatants ajustables suivant la virulence des pertes, et enfin une caractérisation et modélisation du système de boue à émulsion inverse utilisé pour le forage de la phase réservoir du champ de Hassi Messsaoud.

- Le premier chapitre représente une recherche bibliographique concernant les volets suivants : Notions sur le forage, les fluides de forage, les argiles, les polymères et enfin les pertes en circulation lors d'un forage. Cette recherche constitue la base de nos travaux sur les volets analyse, interprétation, synthèse et benchmark.

- Le deuxième chapitre, consiste à bien expliciter les problèmes rencontrés lors du forage des puits du champ de Hassi-Messaoud et de rechercher par la suite les zones à avancement rapide du forage (sans problèmes de pertes de boues) au cours de la traversée des séries triasiques. Ces zones à avancement rapides engendrent un gain de temps et d'argent appréciable pour le forage du puits. Il s'agissait par la suite de s'assurer que sous ces zones, il est possible de rencontrer des réservoirs potentiels en hydrocarbures dans le cambrien. Partant de là, on a été amené à utiliser les schémas paléogéographiques des séries sédimentaires du cambrien, préalablement établis par les géologues, afin de vérifier si la plupart des réservoirs du cambrien se situent sous ces zones à avancement rapide du forage dans les séries du trias.

Une carte a été établie, délimitant les zones à pertes importantes de boue et sans pertes de boue. Cette carte montre que les zones à pertes importantes se présentent sous forme de zones lenticulaires qui correspondent aux barres sableuses fluviatiles. Ainsi, on a établi grâce aux données de forage, une carte paléogéographique qui permet de reconstituer, d'une manière globale, un réseau fluviatile où se côtoient les trois faciès principaux.

- Le troisième chapitre est d'un apport capital quant au rappel des lois fondamentales ayant trait à la rhéologie des fluides complexes, comme c'est le cas des fluides de forage. Les différents modèles rhéologiques classiques et structuraux issus respectivement des

approches phénoménologiques et structurales ainsi qu'un aperçu sur les fluides dépendants du temps (Thixotropes et Rhéopexes) ont été présentés.

- Le quatrième chapitre, est dédié à l'amélioration des caractéristiques rhéologiques et de filtration de la boue utilisée pour le forage de la phase en question et ce, par la substitution de plusieurs additifs de base tels que les polymères. Leur utilisation et leur efficacité sont étroitement liés à la connaissance de la relation existante entre leur structure chimique (macrostructure et microstructure) et leurs propriétés en solution.

L'objectif de cette partie de travail est d'améliorer les caractéristiques rhéologiques de la boue salée saturée utilisée pour le forage de la phase 8 "1/2 (HMD) tout en minimisant son prix de revient. Il a été montré que les polymères sélectionnés résistent à la température et à la salinité. La substitution de ce type de polymère avec des concentrations très faibles a donné des résultats conformes aux normes requises en termes de rhéologie et de filtration conformément à la minéralogie de la formation géologique du trias. Une caractérisation et modélisation du comportement rhéologique des systèmes de boues substitués et conventionnels avant et après la contamination par des solides prélevés de la formation du trias, a été effectuée.

Il est à noter que d'un point de vue pratique, le modèle de Bingham est utilisé sur chantier pour prédire le comportement rhéologique pratiquement de tous les fluides de forage, car ce modèle postule une relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et la vitesse de cisaillement. Cependant une approche phénoménologique a été utilisée afin de mieux corrélérer le comportement rhéologique des systèmes étudiés dans le but de déterminer avec plus de précision les paramètres caractérisant ces derniers.

- Le cinquième chapitre a comporté essentiellement l'élaboration de laitiers colmatants à base d'une variété d'argiles, contre les pertes de boues et de cavage.

Les pertes en circulation sont la conséquence logique d'un déséquilibre de pression, existant ou créé, momentané ou permanent entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage.

Afin d'y remédier, des bouchons de ciment sont souvent utilisés pour colmater ces pertes.

Lors de la rencontre des pertes de nature virulentes, on arrive à installer plus de six bouchons de ciment ce qui est un inconvénient majeur pour l'avancement de l'opération de forage en terme de temps et de coût. La solution proposée étant l'injection d'un seul "bouchon de type plastique" ajustable suivant la fréquence des pertes, allant de simples fissures aux fractures. Ce type de bouchons sont à base d'une variété d'argiles. Trois systèmes ont été considérés : directe, où on observe un excès de phase aqueuse, inverse : où on a la présence d'un excès de phase huileuse, et mixte : sans excès et il est caractérisé par l'absorption totale des composants qui se présentent sous forme d'une pâte consistante sous forme de "mastic". Il a été confirmé que les formulations de ces bouchons élaborés en

conditions de surface présentent les mêmes caractéristiques qu'en conditions de fond, ceci a été nettement observé suite aux tests consistométriques. Les réactions de prise de ces bouchons sont instantanées dans les deux cas avec un simple brassage des différents composants du mélange. Une procédure appropriée est recommandée pour l'injection de ce type de bouchon.

Afin de compléter notre étude, le sixième chapitre est consacré aux situations non classiques. On s'est intéressé à la caractérisation et la modélisation du comportement rhéologique du système de fluide de forage utilisé pour le forage de la phase réservoir (Cambrien), en haute pression et haute température (HPHT) simulant les conditions de fond.

I.A- NOTIONS SUR LE FORAGE

La découverte de gisements d'hydrocarbures n'est pas une tâche aisée. En effet, il n'existe pas de moyens techniques permettant à partir de la surface, de détecter avec certitude la présence d'hydrocarbures dans le sol. Des forages pétroliers sont effectués afin de confirmer cette présence possible et la nature des hydrocarbures éventuellement contenus dans la roche réservoir.

I.A.I- LE FORAGE

Par définition le forage est une opération qui consiste à construire un trou dans les formations géologiques à l'aide d'outils appropriés pour atteindre les couches productrices.

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titusville (Pennsylvanie). La technique classique du forage, inventée par Lucas **(Nguyen, 1993, Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. 1983)** au début du 20^{ème} siècle pour les opérations de forage au Texas, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Des apports considérables ont été apportés lors des forages spéciaux (forages hautes pressions et hautes températures, forages horizontaux et multidrains, forage à la mousse et à l'air, etc.). Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930.

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

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

I.A.II- APPAREIL DE FORAGE

Comme l'indique la figure 1, l'ensemble de l'appareillage qui sert au forage est constitué des principaux éléments suivants :

- Une tour appelée "Derrick" pouvant atteindre 40 m de haut. Cette charpente sert à supporter et à manœuvrer le train de tiges (tubes de 9 m de long vissés les uns aux autres) par l'intermédiaire d'un câble passant dans des poulies fixes et dans des poulies mobiles.
- Une table de rotation qui permet le mouvement de rotation de l'ensemble du train de tiges auquel est fixé l'outil de forage (trépan).
- Un treuil qui permet l'enroulement ou le déroulement du câble de manœuvre du train de tige.
- Des bassins de boues (mélange d'eau et de produits chimiques), permettant de préparer cette solution en vue de son injection dans le trou de forage et de la recueillir à sa sortie.
- Des pompes à boue permettant son pompage sous pression.
- Un ensemble de moteurs DIESEL dont la puissance peut atteindre 2000 CV et qui délivrent l'énergie nécessaire à toutes les machines.

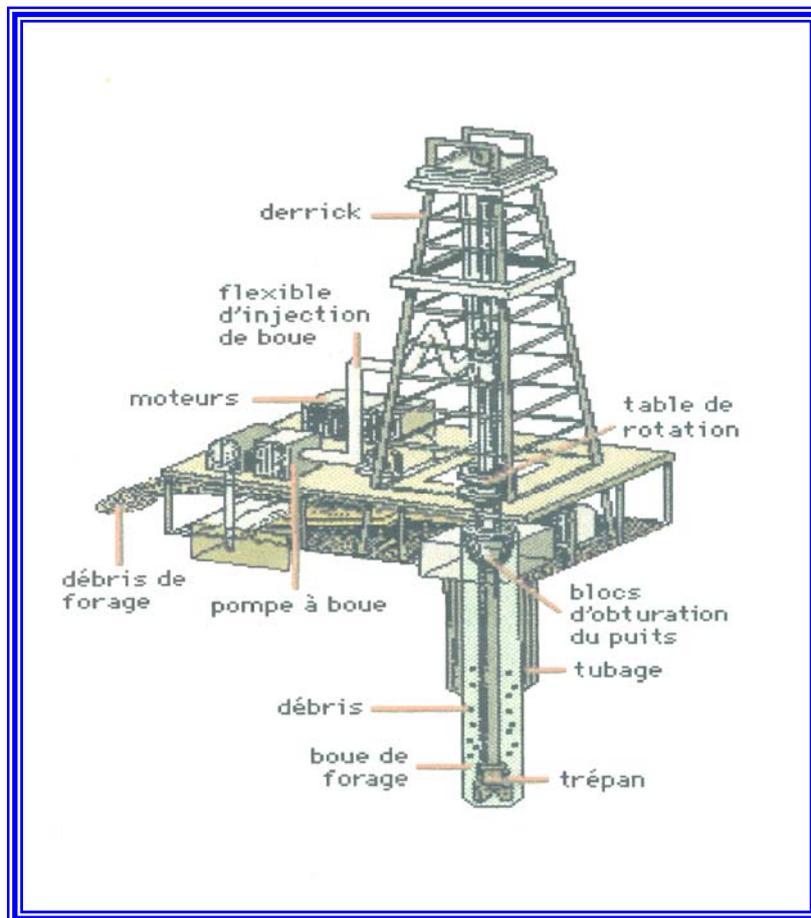


Figure 1 (Nguyen, 1993) : Schéma d'un appareil de forage

Il existe trois fonctions essentielles d'un appareil de forage, qui sont les suivantes :

- Fonction levage (1) ;
- Fonction rotation (2) ;
- Fonction circulation (3).

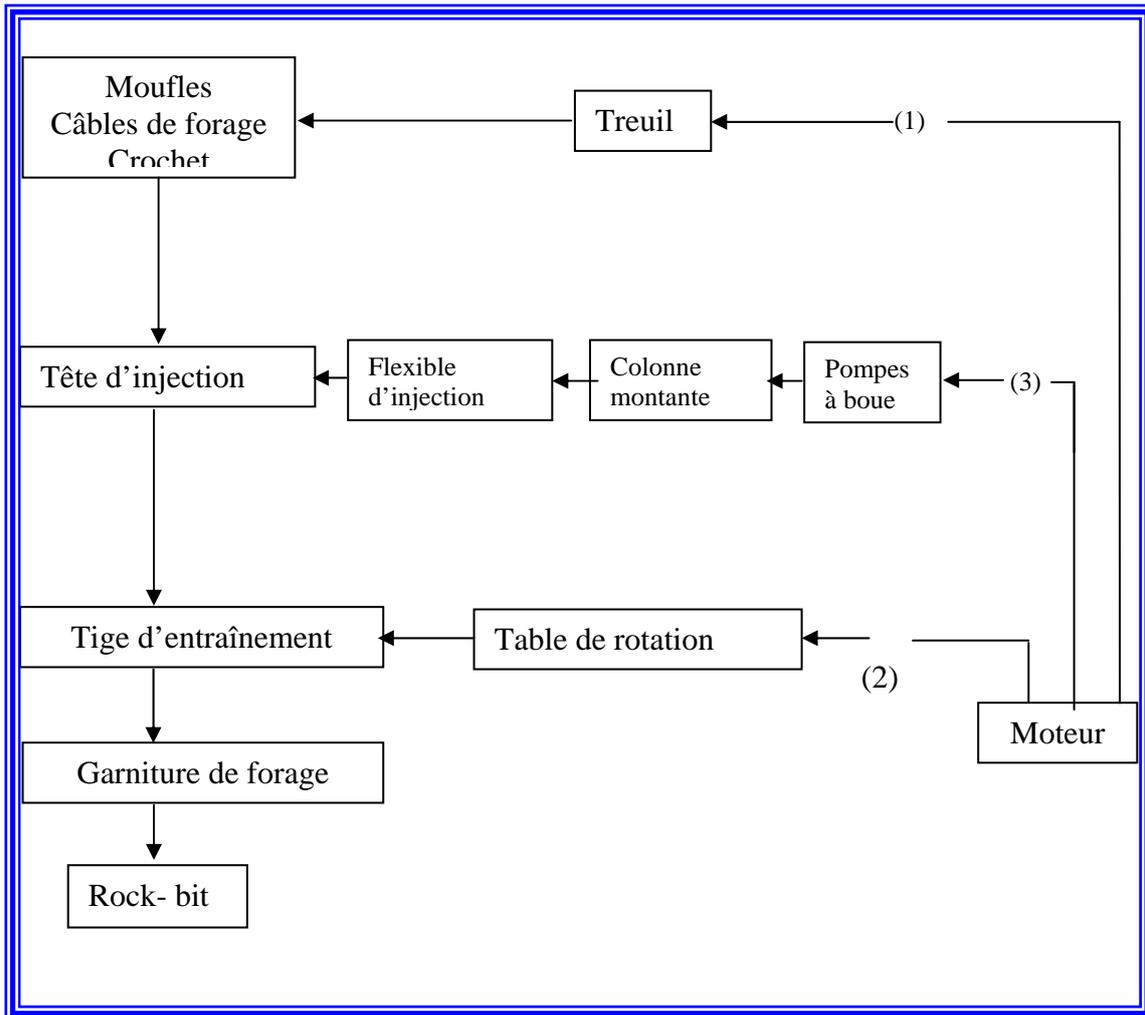


Figure 2 (Nguyen, 1993) : Différentes fonctions d'un appareil de forage

I.A.III- FORAGE ROTARY

De nos jours, le forage rotary est le procédé le plus utilisé dans les recherches de pétrole car il permet d'obtenir les meilleures vitesses d'avancement et surtout d'atteindre des profondeurs extrêmement élevées.

Son principe consiste à briser la roche par l'effet combiné de la rotation et de l'application d'une force sur l'outil de forage. Ce dernier comporte des dents ou des pastilles en métal dur (Tungstène) ou diamantées.

Les débris rocheux sont continuellement évacués par un courant de boue.

I.A.IV- PARAMETRES DE FORAGE :

Ce sont tous les facteurs qui influent sur la vitesse d'avancement, ils sont très nombreux, mais, les principaux sont les suivants :

a- Les paramètres mécaniques :

- Le poids sur l'outil ;

- La vitesse de rotation ;
- Le choix de l'outil.

b- Les paramètres hydrauliques :

- Type de boue ;
- Le débit ;
- La pression.

c- Poids sur l'outil et vitesse de rotation :

A vitesse de rotation constante, en augmentant progressivement le poids sur l'outil, on constate que l'avancement augmente, cette vitesse d'avancement atteint le maximum lorsque le poids appliqué sur l'outil correspond à la charge limite, c'est à dire, c'est le poids nécessaire pour faire pénétrer entièrement les dents de l'outil dans le terrain. Si la charge limite de l'outil est dépassée, le poids additionnel n'est plus supporté par les molettes, mais, par le corps du cône. Il n'y a plus d'avancement, mais plutôt, une diminution de la vie des roulements (l'outil peut même perdre ses roulements, ce qui peut conduire à des problèmes gênants l'avancement du forage).

En général, les paramètres appliqués sur l'outil sont :

- **Pour les terrains tendres :**
W = 0,5 à 1,5 tonne / Pouce de diamètre de l'outil;
N = 80 à 130 tr / min.
- **Pour les terrains durs :**
W = 1,00 à 2,25 tonne / Pouce de diamètre de l'outil;
N = 50 à 80 tr / min.

I.A.V- INCIDENTS DE FORAGE

Par incidents de forage, on entend la manifestation des phénomènes qui rendent impossible la poursuite du forage jusqu'au moment où il est levé. On n'y rapporte pas les ruptures de l'outil, des éléments du train de sonde et du matériel de surface, ainsi que les coincements du trépan. (**Forage,1972 ; Adams,1985; Ostwald,1925 ; Dvenport, 1984 ; GABOLDE, 1989 ; IADC,1982 ; Leblond, 1963**)

Voici les incidents les plus fréquents :

- Le coincement de la colonne du train de sonde;
- L'absorption de la boue ;
- L'éboulement et l'écroulement des terrains ;
- Le rétrécissement des trous de sonde ;
- L'infiltration de gaz, huile et eau.

Tous ces incidents entraînent des dommages importants, traduits aussi bien par la croissance du prix de forage que par le ralentissement de ses cadences.

I.A.VI- OPERATIONS DE TUBAGE ET DE CIMENTATION :

I.A.VI .1- But :

Bien qu'étant de nature différente mais elles sont complémentaires et elles sont étudiées et associées dans la pratique. L'introduction d'une colonne de tubage dans un sondage et sa cimentation consécutive constituent une opération classique effectuée une ou plusieurs fois au cours de la durée de vie d'un puits. Les tubages et les cimentations sont des opérations très délicates, ils doivent être préparés très sérieusement, car tout incident risque d'avoir des conséquences extrêmement graves pour la poursuite des programmes de forage. Ces opérations sont très coûteuses (tubage et équipement très onéreux, temps de déroulement des opérations très long).

I.A.VI .2- Programme de tubage

L'élaboration d'un programme de tubage consiste essentiellement en la détermination **(Menetrier, 1971):**

- Du nombre de colonnes de tubage ;
- La côte de descente de chaque colonne.

Les facteurs déterminant le choix d'un tel programme sont les suivants :

- Destination du puits;
- Profondeur du puits (objectif);
- Particularités géologiques du gisement;
- Composition chimique de fluide de couche (eau chlorurée calcique, eau salée, Hydrocarbures gazeux ou liquide);
- Profil du puits ;
- Méthode de complétion;
- Exigence de la protection de la nature ;
- Facteur économique.

Dans le domaine pétrolier le nombre de phases peut être égale à 2, 3, 4 ou 5. A partir de la 4^{ème} on parle de programme lourd .

Dans tous les cas de programme on distingue :

I.A.VI .2.1- Colonne de surface

Cette colonne permet de maintenir les terrains de surface généralement friable et sujets à des éboulements, elle sert aussi à éviter les venues ou la contamination des nappes phréatique. En surface, cette colonne est cimentée jusqu'en surface et sert d'assise pour la tête du puits.

I.A.VI .2.2- Colonne technique

Selon les difficultés des terrains et la profondeur du puits on descend une ou plusieurs colonnes techniques qui ne sont pas obligatoirement cimentées jusqu'en surface.

I.A.VI .2.3- Colonne de production

Cette colonne peut être suspendue soit en surface (tête de puits) soit en profondeur (colonne technique), dans ce cas elle est appelée colonne perdue.

I.A.VI .3- Préparation du puits

La réussite de la descente de la colonne de tubage et sa cimentation dépend de l'état du puits, pour cela on doit :

- S'assurer du diamètre de forage (à l'aide du Caliper) ;
- Aléser tout les points de frottement ;
- S'assurer que le puits est vide de toute ferraille ;
- Faire des circulations de boue intenses (plusieurs cycles), pour nettoyer le puits, remonter tous les déblais en suspension, homogénéiser la boue ;
- Faire des filages et des coupes de câble s'il est nécessaire.

I.A.VI .3.1- Descente de la colonne de tubage

Après avoir préparé les tubes (nettoyage des filetages, calibration et mesurer avec précision des tubes, numérotation de ces derniers, enfin l'établissement d'un registre comportant toutes leurs caractéristiques physiques et mécaniques, ainsi que l'ordre de descente...etc.), on procède à la descente de la colonne de tubage, pour cela, on poursuit les étapes suivantes :

- Descente du sabot vissé au premier tube dans le puits, il permet de guider la colonne, ainsi il joue un rôle important lors de la cimentation ;
- Vissage de l'anneau de retenu sur le deuxième tube, il permet de retenir les bouchons de cimentation en fin de chasse et d'avoir le volume du laitier de sécurité dans les deux premiers tubes ;
- Vissage des tubes les uns aux autres, en respectant l'ordre de descente.

I.A.VI .3.2- Vitesse de descente

Une vitesse de descente très rapide peut créer une surpression par effet de pistonage qui risque de provoquer des pertes de circulation.

Expérimentalement, les vitesses recommandées sont :

Pour les tubes :

18 ⁵ / ₈	6 tubes/h	soit	50 m/h
13 ³ / ₈	10 tubes/h	soit	80 à 100 m/h
9 ⁵ / ₈	15 tubes/h	soit	130 m/h
7 "	20 tubes/h	soit	180 m/h

N.B.: Pendant la descente, il faut s'assurer du retour de la boue en surface

I.A.VI .4- Programme de cimentation

On distingue trois types de cimentations (**Batchelor, 1972, 1977**)

I.A.VI .4.1- Cimentation primaire (cimentation des colonnes de tubages)

En plus de la nécessité de séparer les niveaux productifs d'huile ou de gaz des formations contenant des fluides indésirables comme l'eau, la cimentation des tubages doit également :

- Protéger les niveaux aquifères supérieurs ;
- Eviter l'éboulement du trou ;
- Ancrer les colonnes de tubage sur les quelles sont fixés les équipements de sécurité en tête du puits ;
- Réduire la corrosion des tubes ;
- Permettre la mise en tension des tubes.

I.A.VI .4.2- Cimentation secondaire

Elle est subdivisée en deux types :

I.A.VI .4.2.1- Bouchon de ciment

La pose de bouchon de ciment à principalement pour but :

- De fermer un puits qu'on abandonne en isolant les niveaux perméables et en fermant la base et le sommet de la colonne de tubage ;
- De bloquer un niveau aquifère soit au cours du forage soit lors de la complétion ;
- De colmater les pertes de circulation (boue);
- De poser un sifflet déviateur ;
- De fermer une zone productrice dépletée avant de mettre en production un niveau supérieur.

A.VI .4.2.2- Squeeze (injection sous pression)

Le squeeze d'un laitier de ciment, dans la formation ou derrière une colonne de tubage, a de nombreux buts dont les principaux sont :

- Amélioration d'une cimentation défectueuse ;
- Réparation d'un tubage détérioré ;
- Fermeture des perforations ;
- Fermeture d'une zone aquifère ou toutes zones contenant un fluide que l'on souhaite plus voir débiter.

A.VI .4.2.3- Opération de cimentation

Une fois que la garniture de tubage est au fond du trou (à 1m du fond) on effectue les opérations suivantes :

- Circulation 1 à 2 cycles avec de la boue de forage, pour nettoyer le puits, remonter les déblais en suspension, le cake arraché par les gratteurs et homogénéisation de la boue ;
- Injecter deux bouchon laveur (1 à 2 m³), il permet de laver le puits, de séparer la boue du laitier de ciment (éviter la contamination). Ce bouchon laveur peut être de l'eau ;
- Lancer le bouchon de cimentation inférieur qui permet la séparation entre le laitier et le bouchon laveur ;
Pomper le volume nécessaire du laitier (volume calculé et majoré)
- Lancer le bouchon de chasse (bouchon supérieur) ;
- Chasser le laitier avec la boue, lorsque le bouchon de chasse arrive sur l'anneau de retenue on enregistre un à-coup de pression qui indique la fin de la chasse (le laitier sera mis en place dans l'espace annulaire).

N.B : les laitiers de ciment avant leur injection dans le puits subissent des tests au laboratoire conformément à la procédure décrite dans la figure 3.

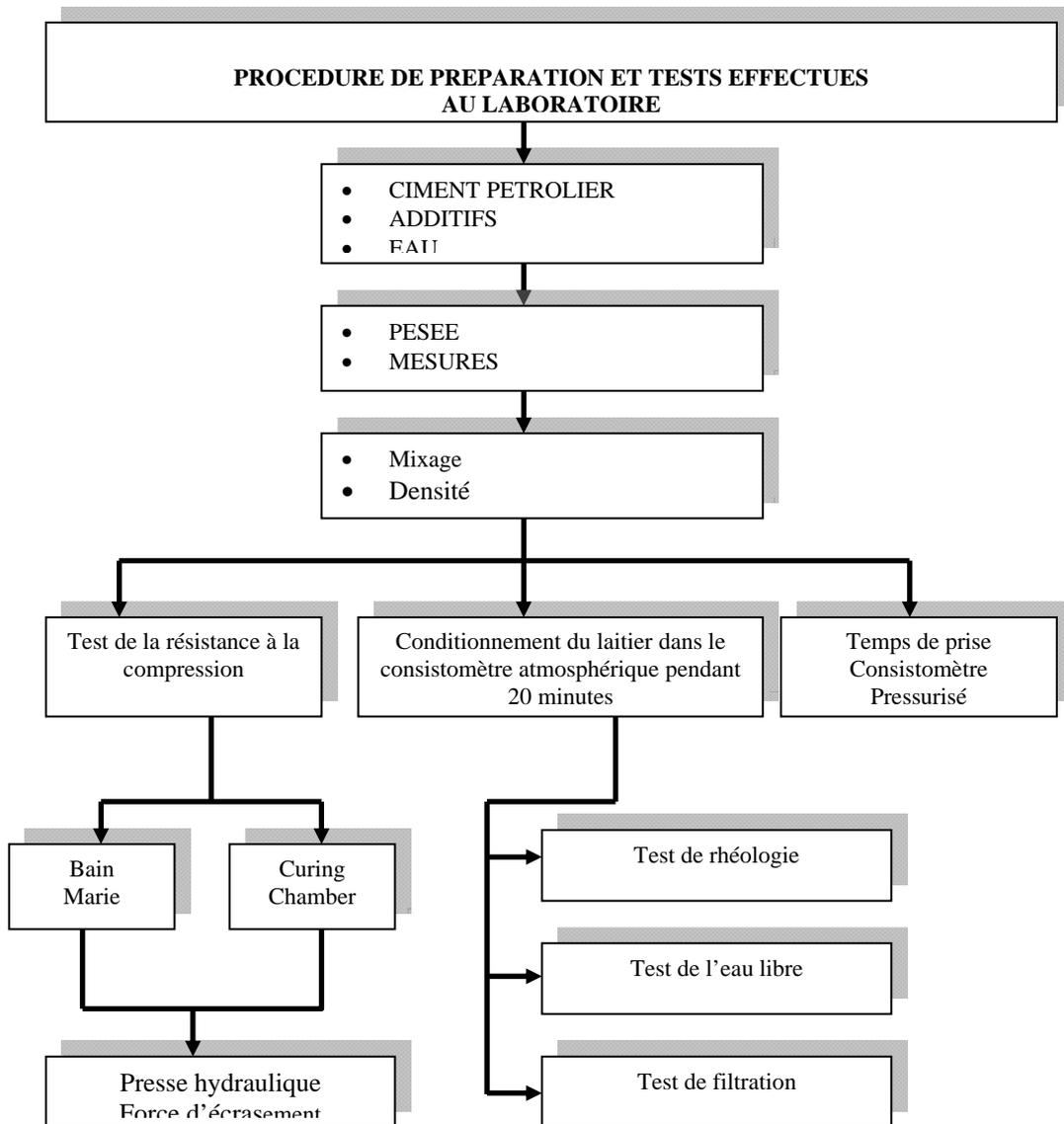


Figure 3 : Procédure de tests laboratoire sur les ciments

I.A.VI .5- classification des ciments pétroliers

Les ciments portland sont classés, suivant leur composition et leur caractéristique physico-chimique et mécanique, en plusieurs catégories. La norme AFNOR couvre une grande partie de ces catégories, notamment celles destinées à au domaine des travaux publics.

A cette classification, vient s'ajouter une autre classification propre aux ciments pétroliers. Les problèmes posés par les conditions de fond et de mise en place du laitier de ciment imposent certaines caractéristiques et certains essais spécifiques .

L'American Petroleum Institut (API) a établi un classement des ciments pour sondage, basée principalement sur la profondeur d'utilisation, ce classement est le suivant :

Classe A : Utilisé de la surface jusqu'à 6000 pieds (1829 m), lorsque aucune Caractéristique particulière n'est demandée. Type ordinaire.

Classe B : Utilisé de la surface jusqu'à 6000 pieds(1829 m), lorsque les conditions nécessitent une résistance modérée ou élevée au sulfates.

Classe C : Utilisé de la surface jusqu'à 6000 pieds(1829 m), lorsque les conditions nécessitent une haute résistance initial. Disponible en type ordinaire et en type a résistance modérée ou élevée au sulfates.

Classe D : Utilisé de 6000 a 10000 pieds (1829 a 3048 m) en conditions de température et pression modérément élevées. Disponible dans les deux types, résistance modérée et élevée aux sulfates.

Classe E : Utilisé de 10000 a 14000 pieds (3048 a 4268 m). Dans des conditions de température et Pression élevées. Disponible dans les deux types, résistance modérée et élevée aux sulfates.

Classe F : Utilisé de 10000 a 16000 pieds (3048 a 4877 m). Dans des conditions de température et Pression très élevées. Disponible dans les deux types, résistance modérée et élevée aux sulfates.

I.B- LES FLUIDES DE FORAGE

Pendant longtemps, les fluides de forage n'avait guère retenue l'attention, ce n'était aux yeux des foreurs qu'un liquide visqueux et salissant dont l'unique rôle était d'assurer l'évacuation des déblais arrachés au fond du puits.

Sa première utilisation date de 1901; ou elle fut employée par le capitaine « **Lucas** » sur le champs de (**Spindeltop**) près de (**Beaumont. Texas**). Cette boue n'était au début qu'un mélange d'eau et d'argile, et on ne s'intéressait uniquement qu'à sa densité, sa viscosité appréciée à l'œil nu et à l'eau libre surnageante.

Actuellement, elle est utilisée quelque soit le mode de forage. Grâce aux études et aux recherches poussées qui ont été entreprises dans le domaine, plusieurs techniques ont été élaborées dans le but d'améliorer ces fluides. Différents produits ont été utilisés à cet effet à savoir des alourdissants, des allégeants, passant par les réducteurs de filtrat, les polymères, etc. Ces méthodes permettent plus au moins de faire face à tous les problèmes rencontrés lors du forage.

I.B.I- FLUIDE DE FORAGE

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

I.B.II- LES FONCTIONS DES FLUIDES DE FORAGE

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

- Nettoyage du trou ;
- Bon maintien des parois du trou ;
- S'opposer aux venues d'eau, de gaz ou d'huile ;
- Refroidissement et lubrification de l'outil ;
- Allègement de la garniture du forage (**Poussée d'Archimède**) ;

- Ne pas gêner les interprétations géologiques et électriques et ne pas causer des
- dommages à la production ;
- Maintien des déblais en suspension après arrêt de la circulation ;
- Transmission de puissance hydraulique au moteur de fond (cas d'une turbine) ;
- Augmentation de la vitesse d'avancement ;
- Prévenir le cavage et les resserments des parois du puits ;
- Enfin elle ne doit pas endommager les couches contenant des hydrocarbures soit par invasion de la boue, soit par filtration d'eau .
- En plus de ces fonctions essentielles, la boue ne doit pas exercer un rôle néfaste c'est à dire qu'elle :
- Ne doit pas être ni corrosive, ni abrasive vis à vis de l'équipement ;
- Elle ne doit pas être toxique ou dangereuse pour le personnel.

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

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

I.B.III- CIRCULATION DE LA BOUE SUR LE CHANTIER

La boue utilisée sur le chantier d'exploitation est en mouvement continu pendant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans les bacs à boue, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, (après avoir traversée la colonne montante, le flexible d'injection et la tête d'injection) d'où il remonte dans l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit différents traitements (tamisage, décantation, traitement, dilution, ajout de produits) de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales, il est ensuite recyclé.

I.B.IV- COMPOSITION DU FLUIDE DE FORAGE

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

Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories (**Economides et al., 1988**) : Contrôleurs d'alcalinité, lubrifiants, Bactéricides, Décoincants (ou dégrippants), Anti-calcium, Inhibiteurs de gonflement des argiles, Inhibiteurs de corrosion, Produits facilitant la séparation, Anti-mousses, Stabilisants haute température, Agents moussants, Défloculants, Emulsifiants, Viscosifiants, Réducteurs de filtrat, Alourdissants, Floculants, Saumure, Colmatants, Huile minérale ou organique.

Les fluides de forage sont communément classés par la nature du fluide de base.

On distingue :

- ◆ Les fluides à base d'eau ;
- ◆ Les fluides à base d'huile.

Destravaux publiés ont fait références à différents systèmes complexes de fluides en fonction des conditions de fond, c'est-à-dire en fonction de la Pression et de la Température. (**Politte, 1985 ; Houven et al. 1986 ; Ewell et al., 1937 ; Andrade, 1934 ; Hogenboom et al. 1967 ; Fisk et al., 1988 ; Hiller, 1963**).

I.B.IV.1- Fluides à base d'eau

la plupart, ils sont caractérisés par des suspensions de bentonite (30 à 60 g/l) dont les caractéristiques rhéologiques sont ajustées par addition de polymères : viscosifiants (xanthane, hydroxy-éthylcellulose, polyacrylamide), et dispersants (polyacrylates ou polymères sulfonés), des réducteurs de filtrat rentrent également dans leur composition.

La barytine et le carbonate de calcium sont les agents alourdissant les plus employés pour assurer à la boue une densité convenable.

La salinité de l'eau est choisie en fonction des caractéristiques de la formation. C'est à dire que dans le cas des formations argileuses la force ionique de la phase aqueuse du fluide doit être égale à celle de l'eau présente dans les argiles à fin d'éviter toute réaction d'échange entre le fluide et les argiles.

Une diffusion de molécules d'eau vers la formation pourrait conduire à un gonflement des argiles et par suite une déstabilisation des parois du puits, à l'inverse une perte d'eau entraîne une déstabilisation des parois par «cracking ».

Parmi les additifs on peut trouver i) des **viscosifiants**: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères; ii) des **réducteurs de filtrat** servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses polyanioniques (PAC), ou résines; iii) des **inhibiteurs de gonflement** et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylèneglycols (PAG); iv) des agents **alourdissants** comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum BaSO₄) et la calcite (carbonate de calcium CaCO₃) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite (Fe₂O₃) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et

d'endommagement; et enfin v) des **colmatants**, additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales) (**Herz haft, 2001; Peysson, 2004 ; Evanko, 1997**).

I.B.IV.2- Fluides à base d'huile

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute (**Lummus et al., 1953**). Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau.

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

Ces boues ont des propriétés remarquables en particulier :

- La bonne stabilité thermique.
- L'insensibilité aux contaminants habituels.

Il existe deux catégories de boue à base d'huile, celles ne contenant pas d'eau et celles contenant une certaine quantité d'eau émulsionnée.

• Boues émulsionnées

Une émulsion est constituée par une fine dispersion de globules d'un liquide dans un autre liquide. Les deux n'étant pas miscibles, les globules forment la phase dispersée, le second liquide la phase continue. Les deux phases d'émulsion sont généralement l'eau et l'huile, l'huile ici représente les produits organiques plus particulièrement les hydrocarbures.

Il existe deux types d'émulsion (Fig.4) :

- a- Emulsion directe du type huile dans l'eau, où l'eau représente la phase continue et l'huile la phase dispersée.

- b- Emulsion inverse ou du type eau dans l'huile ou l'eau est la phase dispersée et l'huile la phase continue.

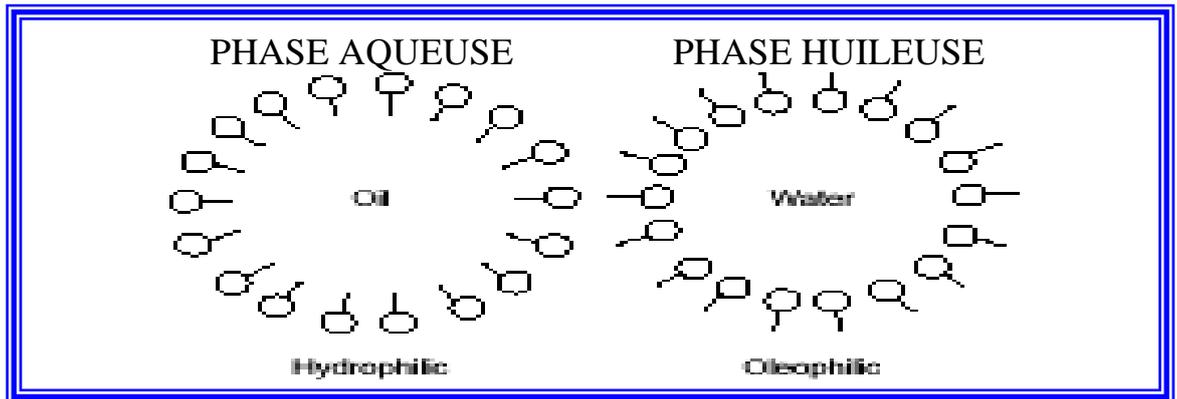


Figure 4 : Emulsion inverse E/H et Emulsion directe H/E

Au mélange d'eau et d'huile vient s'ajouter des agents émulsionnants ou des tensioactifs pour assurer la stabilité au mélange en plus des autres produits tels que : le réducteur de filtrat, le viscosifiant, la chaux et parfois aussi la baryte.

A cause de leurs prix très élevés et leurs compositions complexes on utilise le fluide à base d'huile et fluide à émulsion (eau / huile) que dans des cas particuliers. Par mis lesquels, on a :

- Pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages de développement ou d'extension ;
- Pour la reprise et entretien des puits producteurs (Work-over) ;
- De manière générale, pour tous les travaux du droit des horizons productifs.
- Les boues à base d'huile sont essentiellement utilisées dans les cas suivants :
- Argile gonflante ;
- Formation salifère ;
- Puits très profond posant des problèmes de haute température ;
- Instrumentation ;
- Puits très profond posant des problèmes de déviation .

On a aussi la catégorie des fluides de forage gazeux dont la phase continue et du gaz mélangé avec de l'eau. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard.

Forage à l'air : En Algérie, les premiers forages à l'air ont été réalisés par **S.N.Repal** entre 1954 et 1960 dans la région de Tebessa sur les puits Djebel Foua et Djebel Onk (**Abid, 1995**). Le forage à l'air a été choisi suite aux pertes importantes rencontrées dans la région. Ce n'est qu'en 2014, qu'une étude géomecanique a été effectuée dans la région du Sud Est Constantinois et plus précisément dans les périmètres de Bottena et Négrine. Un modèle géomecanique 3D a été construit pour prédire tous les forages futurs de ces périmètres. Ce modèle 3D nommé MEM3D (Mechanical Earth Model) permet de prédire une densité optimale pour le forage du puits candidats. (**Haddoum et al., 2015**).

I.B.IV.3- CARACTERISTIQUES DES BOUES DE FORAGE :

I.B.IV.3.1- CARACTERISTIQUES PHYSIQUES :

Les principales caractéristiques physiques des boues de forage sont : densité, filtration, caractéristiques rhéologiques, (Nguyen,1993 ; Garcia, 1968 ; manuel pratique, 1969 ; Ordronneau, 1982).

I.B.IV.3.1.1- Densité :

C'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). Elle s'exprime par un nombre adimensionnel.

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 la formation empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Parkhurst et al., 1975 ; a étudié l'effet de la densité et de la température sur la viscosité.

Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des couches pour ne pas les fracturer et causer des pertes en cours de circulation.

La densité de la boue permet d'ajuster la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue à une cote déterminée par la relation : (Nguyen, 1993)

$$P = (H \cdot d)/10 \quad (1)$$

Avec :

P: pression hydrostatique en (Kg/cm²) ;
H: hauteur de la colonne de boue en (m) ;
d: densité de la boue .

Une augmentation de la densité pendant le forage de terrains argileux ou marneux est un indice d'enrichissement de la boue en solides. (Peyson, 2004)

Une diminution de la densité non consécutive à un ajout d'eau est un indice d'une venue d'eau, de gaz ou plus rarement d'huile.

a- Alourdissement de la boue :

Il est d'une pratique courante d'alourdir la boue initiale et c'est en fonction des contraintes de pression rencontrées au cours du forage, pour cela il faut connaître le tonnage d'alourdissement nécessaire en utilisant la formule suivante :

$$X = [(d_f - d_i) / (d_a - d_f)] d_a \quad (2)$$

Avec :

X : tonne d'alourdisant à ajouter par m³ de boue [tonne/m³] ;
d_f : densité finale à obtenir ;
d_i : densité initiale de la boue à alourdir ;
d_a : densité de l'alourdisant.

En ajoutant l'alourdisant à la boue initiale, il y a augmentation du volume (donc il faut prévoir le stockage de cet de boue).

L'augmentation du volume par m³ est égale au tonne d'alourdissant sur la masse volumique de l'alourdissant.

$$V_{\text{boue supplémentaire}} = \text{Tonne d'alourdissant} / \delta_{\text{d'alourdissant}} \quad (3)$$

Remarque : Pratiquement sur chantier, on utilise la formule approximative :

$$V_b = 17 \text{ kg/m}^3/\text{pt} \quad (4)$$

Avec : V_b : volume de boue supplémentaire.

b- Allègement de la boue :

Il parfois nécessaire de diminuer la densité de la boue par Addition d'eau ,d'huile ou de boue de dilution . le volume de fluide d'allègement peut être déterminer par le calcul .

$$V = (d_i - d_f) / (d_f - d_a) \quad (5)$$

Avec :

V : m³ de boue de dilution / m³ de boue .

d_i : densité initiale de la boue à alléger ;

d_f : densité finale de la boue ;

d_a : densité du fluide d'allègement .

c- Densités utilisées :

Les densités couramment employées dans les forages varient généralement entre **0,9 à 1,4**. Les roches **sédimentaires** ne supportent généralement pas les densités supérieures à **1,4** sans se craquer.

I.B.IV.3.1.2- Rhéologie et son rôle principal pour la réussite d'un forage :

La rhéologie est la science consacrée à l'étude des déformations et de l'écoulement de la matière. Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par un certain nombre de caractéristiques : viscosités : apparente et plastique; yield-value; thixotropie; gel... etc. (**Berthier et al., 1992 ; Blair, 1969 ; Boukhalfa, 1997 ; Boumahrat, 1993**).

De nombreux travaux ont été publiés quant à l'étude du comportement rhéologiques des fluides de forage. Plusieurs modèles rhéologiques existent dans la littérature (**Cheg et al., 1987 ; Alderman et al. 1988, Daimallah et al. 2002 ; Quemada, 1977, 1978 ; Prandtl,1928**).

Les caractéristiques rhéologiques sont traditionnellement mesurées par les opérateurs à l'aide d'un viscosimètre à cylindres coaxiaux, le viscosimètre FANN 35 standardisé par API est bien adapté aux conditions du chantier .

I.B.IV.3.1.2.1- Viscosité

C'est la résistance d'un fluide au glissement interne de ces molécules les unes sur les autres. On distingue :

a- Viscosité apparente

C'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique elle est exprimée en centipoise et donnée par la relation : (Nguyen, 1993) $VA=L_{600}/2$ (6)

b- Viscosité plastique

Elle dépend de la teneur en solides de la boue et elle est liée à la taille et à la forme des particules. Elle représente physiquement les forces de frictions mécaniques existantes dans la boue, celle-ci sont dues aux frottements des solides les uns sur les autres; aux frottements des solides avec les liquides qui les entourent, et à la viscosité de la phase liquide. Elle est exprimée en centipoise et donnée par la relation :

$$VP= L_{600}-L_{300} \quad (7)$$

c- Yield Value

Lors de l'utilisation de la boue de forage, il apparaît une tension limite au-dessous de laquelle il n'y a pas d'écoulement, cette tension représente la yield-value. Elle est due surtout aux interactions physiques ou chimiques existantes entre les particules en suspension. Celles-ci vont dépendre de la distance entre particules donc de leurs nombres et par conséquent de la concentration en solides. Elle s'exprime en lb/100ft² est donnée par :

$$Yv= (Va-Vp).2 \quad (8)$$

d- Thixotropie

C'est un phénomène réversible et non instantané qui se traduit par l'aptitude d'un fluide plastique laissé au repos d'établir progressivement une structure le rendant plus rigide. Cette dernière peut être détruite par agitation.

Un fluide plastique thixotrope a des gels variables, c'est à dire que pour des mesures de consistance séparées par un temps de repos du fluide, la courbe d'écoulement débutera en deux points différents (l'effort nécessaire pour mettre le fluide en mouvement variera avec le temps de repos).

Un fluide plastique non thixotrope a des gels constants, c'est à dire que pour des mesures de consistance séparées par un temps de repos, la courbe d'écoulement débutera en un même point (l'effort nécessaire pour mettre le fluide en mouvement ne variera pas avec le temps de repos).

e- Gel 0

Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré en utilisant le viscosimètre FANN 35 avec une vitesse de 3 tours / minute. Il est exprimé en lb /100 ft².

f- Gel 10

Il représente la résistance du gel après un repos de 10 minutes de la boue. La mesure est faite de la même manière que le gel 0 après 10 minutes. Il s'exprime en lb/100 ft². Il faut éviter les gels forts car il y'a risque des à-coups de pression (pompes).

I.B.IV.3.1.2.2- Filtration et Cake :

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et la pression de la formation). La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (cake). (**Van Oort, 2003 ; Muniz et al.,2002**)

Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage : la filtration statique pendant l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide et qui entraîne une érosion du cake formé.

Le volume de filtrat est fonction de :

- o la nature de la formation.
- o du temps.
- o la pression différentielle.
- o viscosité du fluide.
- o de la température.

* Loi de filtration :

Nous supposant que le cake garde une perméabilité (K) constante et que l'écoulement du liquide reprend à la loi de **Darcy** :

$$dV/ dt = K . A . \Delta P / \mu L_c \quad (9)$$

Avec:

- V** :Volume de filtrat recueilli au temps " t " ;
- A** : Surface de filtration ;
- ΔP** : Différence de pression de part et d'autre du cake ;
- μ** : Viscosité du filtrat ;
- L_c** : Epaisseur du cake au temps " t " .

On admet que le volume du solide déposé set proportionnel au volume du liquide filtré.

$$V_s = b V \quad V = A L_c \quad = L_c = b V / A \quad (10)$$

Avec :

b : constante de proportionnalité du cake nouvellement formé.

D'où :

$$V = A (2 t . K . \Delta P / \mu b)^{1/2} \quad (11)$$

Les propriétés de filtration des fluides de forage sont évaluées et contrôlées par des tests API. ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre standardisé. Ces mesures peuvent être faites en condition de haute pression et de haute température.

I.B.IV.3.2- CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES

Les principales sont : pH, alcalinité, teneur en électrolyte, résistivité, tension superficielle ou inter faciale.

I.B.IV.3.2.1- pH

Le pH est une propriété physique de la boue qui est souvent liée à sa stabilité et également à son aptitude à disperser facilement les matériaux argileux dont elle se charge au cours du forage. Les boues sont généralement basiques, le pH pouvant varier suivant leurs cas de 8 à 12.

I.B.IV.3.2.2- Alcalinité

Elle est due à la présence d'ions : Hydroxyles (OH^-), Carbonate (CO_3^{2-}), Bicarbonate (HCO_3^-), dont la teneur est un facteur de stabilité de la boue .

I.B.IV.4- Les produits à boue :

Il existe un nombre important de produits utilisés dans les boues de forage, parmi eux, on a :

I.B.IV.4.1- Les colloïdes argileux :

a- Les Bentonites :

Ce sont des argiles sodiques de type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler en absorbant de grandes quantités d'eau. Les Bentonites sont employées pour :

- augmenter la viscosité et les gels des boues douces ;
- diminuer le filtrat de la boue .

Les bentonites sont inefficaces en milieu salé, elles sont caractérisées par leurs rendement, le rendement d'une argile est le volume de boue à **15 cp** de viscosité apparente que l'on peut obtenir à partir d'une tonne de produit sec (Bentonite) mélanger avec de l'eau. On distingue :

- Les bentonites standards : $\eta > 16$ m3 par tonne de produit;
- Les super bentonites : $\eta > 30$ m3 par tonne de produit sec.

b- Les Attapulgites :

Ce sont des argiles de type sépiolites, qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension au milieu salé, cependant ces argiles ne présentent aucune capacité de réduire le filtrat, la qualité d'une attapulgite set caractérisée par son rendement au milieu salé saturé en **NaCl**.

I.B.IV.4.2- Colloïdes organiques :

a- Amidon :

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat (il se gonfle rapidement même dans l'eau froide et non alcaline), cependant son emploi exige l'une des conditions suivantes :

- $\text{pH} \geq 12$;
- Salinité $\geq 200\text{g/l}$;
- ou en présence d'anti-ferment .

Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité et il doit résister à une température de 150 °C.

b- Carboxyméthyl cellulose (CMC) :

La CMC est un colloïde organique à longue chaîne. Les CMC sont classées en trois catégories qui sont fonction de la viscosité qu'elles donnent au fluide (basse viscosité, moyenne viscosité et haute viscosité). Suivant la pureté du produit, on distingue deux types de CMC :

- La CMC Technique ;
- La CMC purifiée.

En général, la première est employée dans les boues ayant les conditions suivantes :

- Salinité $< 30 - 35\text{ g/l}$;
- Calcium $< 500 - 600\text{ mg/l}$.

Pour les concentrations supérieures, on utilise de préférence la CMC Purifiée.

I.B.IV.4.3- Fluidifiants et défloculants :

a- Les Tanins :

Les plus utilisés sont les tanins de **Quebracho** (extrait de l'écorce d'un arbre poussant en Argentine) et les tanins de Châtaignier.

Le PH d'un tanin non traité, en solution aqueuse, est d'environ 4, l'effet fluidifiant est en fonction du PH de la boue, ce qui nécessite d'employer ce produit couplé avec la soude. Dose d'emploi 2 à 8 g/l.

Tout comme le C.M.C et les amidons, les tanins dégradent lorsque la température atteint 150°C. les tanins deviennent très vite inefficaces lorsque la concentration en calcium atteint 300 à 400 mg/l ou lorsque la concentration en Na Cl atteint 15 à 20 g/l.

b- Les lignosulfonates :

Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conférer par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfurique de métal lourd.

Actuellement, on préfère les lignosulfonates de ferrochrome qui fonctionnent pratiquement dans toutes les boues à base d'eau. Ce produit possède la particularité de se comporter comme un fluidifiant entre 2 à 8 g/l, et comme un inhibiteur de

gonflement et de dispersion des argiles à doses élevées (12 à 30 g/l). Une boue traitée à l'aide de lignosulfonate de ferrocrome résiste à de haute concentration en calcium et en Na Cl et à des températures de 190°C.

Il est cependant nécessaire de travailler avec des valeurs de pH ≥ 9 , si non un micro bullage de masse très persistante se manifeste. Lorsque le pH ≥ 9 (ce qui correspond à un P_f de 0,1 à 0,2), le micro bullage disparaît pour faire place à un bullage de surface que l'on élimine par addition d'anti-mousse.

c- Les lignines :

Les lignines sont extraites du bois. C'est à partir des lignines que l'on obtient un lignosulfonate par traitement à l'acide sulfite. On a cependant remarqué que si l'on greffait du chrome sur la molécule d'une lignine on obtient un produit capable d'exalter les propriétés des lignosulfonates de ferrocrome par le phénomène connu sous le nom de synergie.

On a donc fabriqué des lignines chromées qui s'emploient en association avec les lignosulfonates et accroissent les propriétés de ces derniers.

d- Les tourbes, acides humiques et lignines :

Les tourbes proviennent d'un mélange de fibres végétales, de l'humus, de matières minérales et de l'eau.

Les acides humiques se forment à partir de l'humus provenant de la décomposition anaérobie des végétaux. Les lignines proviennent essentiellement des charbons (bois fossilisé). Ces produits se comportent comme des fluidifiants et ont l'avantage de grande résistance à la température.

I.B.IV.4.4- Les additifs minéraux :

a- Soude caustique (Na OH) :

La soude caustique est employée pour :

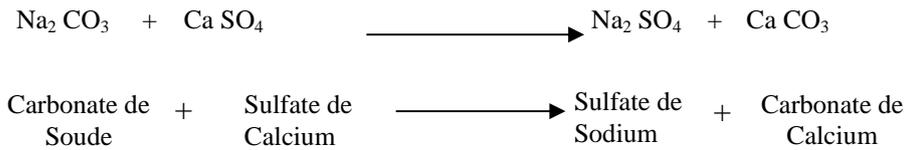
- Augmenter le rendement des argiles (1 à 2 Kg par m³ de boue) ;
- Augmenter le pH de la boue ;
- Augmenter le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs de filtrat) ;
- Empêcher le calcium de solubiliser.



b- Carbonate de soude (Na₂CO₃) :

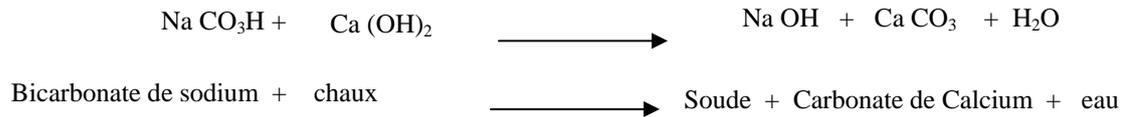
Il est employé pour :

- Accroître le rendement des argiles (1 à 2 Kg par m³ de boue);
- Précipiter le calcium , pour éviter l'augmentation du filtrat (augmentation du Ca \Rightarrow augmentation du filtrat).



c- Bicarbonate de soude (Na CO₃ H) :

Il est employé lors du reforage du ciment, à fin de précipiter la chaux libérée par ce dernier.



d- Chaux éteinte Ca (OH)₂ :

Elle est utilisée pour :

- Augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau;
- Fluidifier certains types de boues salées saturées en Na Cl ;
- Débicarbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO₂) .

e- Sel de Chlorure de sodium (Na Cl) :

Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsqu' on doit forer dans des zones salifères.

f- Chlorure de calcium (Ca Cl₂) :

Le chlorure de calcium est employé lorsqu'on désire une concentration de filtrat (augmentation de la filtration). Les ions de calcium apportés par le Ca Cl₂ empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec de faibles viscosités. Le chlorure de calcium (Ca Cl₂) est aussi utilisé dans certaines boues à émulsion.

I.B.IV.4.5- Produits organiques spéciaux :

Les anti-ferments :

Ils sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques.

a- Les anti-mousses :

Ces produits favorisent le dégazage de la boue, il en existe plusieurs :

- Le stéarate d'alumine ;
- Les alcools supérieurs ;
- Les tensioactifs (les éthers polyéthylènes).

b- Les anticorrosion :

En général, les boues salées saturées à $\text{pH} < 10$ corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anticorrosion, exemple: le chromate de soude, le bichromate de potassium.

c- Les anti-bourrant et accélérateurs de vitesse d'avancement :

Ces produits empêchent les argiles forées de coller sur le métal des outils, ce qui évite le bourrage.

d- Les antifriction et extrême-pression :

Ces additifs ont été mis pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes, etc. Les produits AF sont des lubrifiants permanents, citons le graphite en poudre.

I.B.IV.4.5- Les alourdissants :

a- La barytine ou sulfate de baryum (Ba SO_4 – densité 4,3) :

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine ne doit pas contenir ni d'argile ni de sel soluble, et sa densité doit être d'au moins 4,20. Elle ne doit pas contenir ni d'abrasif ; et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue. A l'aide de la baryte, on peut alourdir une boue jusqu'à densité 2,50.

b- le carbonate de calcium (Ca CO_3 – densité 2,7) :

C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion et de production, il est aussi employé parfois comme alourdissant primaire dans les boues à l'huile de faible viscosité car il ne sédimente pas facilement. A l'aide de Ca CO_3 , on peut alourdir une boue jusqu'à densité **1,20 - 1,30**

c- La galène (Pb S – 7,00) :

Cet alourdissant est employé pour obtenir des densités de boue de **2,50 à 3,00**. On alourdit d'abord la boue à l'aide de la barytine qui sert " d'alourdissant primaire ", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de la galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit pas être employé qu'en cas de nécessité absolue (éruption).

I.B.IV.4.6- Les colmatants :

Les produits colmatants naturels ou synthétiques sont en nombre considérable. Ils sont classés de façon suivante :

a- Colmatants granulaires :

De par leur forme angulaire et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures, ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. On emploie des produits durs et calibrés, tel que :

- Les coquilles de noix ;
- les noyaux d'abricot, cerises , olives ...etc .

b-Colmatants fibreux :

Leur but est de tisser une enveloppe au tour des colmatants granulaires, ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons : les fibres de bois, de canne à sucre et cellulosique.

c- Colmatants lamellaires :

Ils forment un colmatage surtout superficiel et sont en général utilisés pour compléter le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux.

Parmi eux, on cite : Les déchets de cellophane, de mica .

d- Colmatants gonflants :

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité, tel que les gommés, qui à l'aide du catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse .

e- Colmatants à prise :

Injectés à l'état liquide, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides. Parmi eux, on peut citer : le ciment, la plâtre, etc.

I.B.IV.5 Programme de boue:

Pour le calcul de volume total de boue de différentes phases on utilise la formule suivante : (Nguyen, 1993)

$$V_T = V_{tr} + V_s + V_r \quad (12)$$

Avec

- V_T : volume total ;
- V_{tr} : volume du trou ;
- V_s : volume de surface ;
- V_r : volume de réserve.

On calcul le volume de boue nécessaire pour la phase 8 ½ (voir Figure-9-):

I.C- LES ARGILES

L'argile est une matière première utilisée depuis longtemps dans les différentes activités de la vie humaine. Le mot argile vient du grec argiles dérivé de « argos » ou du latin « argilos » qui veut dire blanc.

Les argiles sont des roches constituées de variétés de minéraux très fins plus ou moins bien définis, et dont la forme est généralement aplatie ; ils sont constitués par des minéraux spécifiques dits : argileux, mais on y trouve aussi des espèces dont les plus fréquentes sont la silice, des silicates non phylliteux, des oxydes, des hydroxydes cristallisés ou amorphes et des carbonates.

Ces constituants, ainsi que les minéraux argileux se présentent parfois sous forme de microcristaux isolés dans leur gisements naturels, mais aussi assez fréquemment agglomérés par des hydroxydes amorphes ou dissimulés dans des agrégats carbonatés. **(Cross 1969, Bingham 1922 ; Caillere 1986 ; Casson 1929 ; Canson 1985 ; Chiang 1977 ; Cheng 1987 ; Coquillon 1876 ; Constanini 1964 ; Cross 1965 ; Daimallah 2002)**

Les minéraux argileux sont surtout des silicates d'alumine dont la forme cristallographique se traduit par l'existence d'empilements de feuillets ou agrégats fibreux, dont la dimension moyenne est de 2μ environ. **Caillère S., et al. (1982)**

Les minéraux argileux possèdent certaines caractéristiques qui les distinguent en tant que groupe, l'analyse chimique est une caractéristique importante car elle montre que l'argile est composée essentiellement de Silice, d'Alumine, d'Eau et souvent de quantités non négligeables de Fer, Magnésium, et de plus faibles quantités de Sodium et de Potassium. **(Osiyana 1991 ; Bates et al., 1987 ; Dupont 1968 ; Durand et al. 1995 ; O'Brien et al.).**

D'autres caractéristiques peuvent être citées comme la grande superficie et la réactivité chimique à la surface.

Il existe plusieurs grands groupes de minéraux. Parmi eux trois sont définis par l'épaisseur de leur feuillets, on trouve :

- Les types à 7\AA
- Les types à 10\AA
- Les types à 14\AA

L'argile concernée par notre étude est la montmorillonite et qui appartient au groupe à 10\AA .

I.C.I- STRUCTURE DES MINERAUX ARGILEUX

Les cristallites d'argile sont formés par un empilement parallèle de feuillets élémentaires dont le squelette est essentiellement constitué par des ions oxygène et hydroxyles. **(Document Orgm /Enof, 1987 ; fiche Enof. ; Plank et al., 2000 . ; Bol, 1986 ; Grim, 1962 ; Caillere et al. 1982 ; Schmidt, 1955)**

Les cations beaucoup plus petits se logent dans les cavités de ce squelette. Le feuillet résulte donc de la superposition de couches planes de tétraèdres et d'octaèdres.

(Loglio et al., 1984, 2001), Tombácz, E. et Szekeres, M. (2004), Van Damme, H. (1992)

a) La couche octaédrique :

Cette structure est composée de deux feuilles d'oxygène ou hydroxyles compactes dans lesquelles des ions d'Aluminium, de Fer, de Magnésium sont incrustés dans une structure octaédrique.

b) La couche tétraédrique :

Dans chaque couche tétraédrique un atome de Silice se trouve au centre d'un tétraèdre à équidistance des quatre atomes d'oxygène ou d'hydroxyles. Les groupes tétraèdres de Silice sont disposés en un réseau hexagonal qui se répète à l'infini pour former une feuille de la composition $\text{Si}_4 \text{O}_6 (\text{OH})_4$.

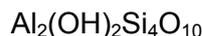
C'est les différentes combinaisons entre les deux unités qui sont la feuille octaédrique d'alumine et la feuille tétraédrique de Silice ainsi que la modification de la structure de base qui forment la gamme de minéraux argileux possédant des caractéristiques différentes[35].

*Si il y a juxtaposition d'une couche octaédrique et d'une couche tétraédrique : on obtient un minéral noté T.O

- Les sites octa occupés par Mg on aura la Chrysotile $\text{Mg}_3(\text{OH})_4\text{Si}_2\text{O}_5$
- Les sites octa occupés par des Al on aura la Kaolinite $\text{Al}_2(\text{OH})_4\text{Si}_2\text{O}_5$

*Si il y a juxtaposition d'une couche octaédrique prise en sandwich entre deux couches tétraédriques on obtient un minéral noté T.O.T

- Les sites octa occupés par des ions Magnésium (= smectite trioctaédrique) :Talc
 $\text{Mg}_3 (\text{OH})_2\text{Si}_4\text{O}_{10}$
- Les sites octa occupés par des ions Aluminium(=smectite dioctaédrique) :
Pyrophyllite



La structure de la Montmorillonite est obtenue en substituant dans les réseau pyrophyllite un certain nombre d'ions occupants des sites octaédriques par des ions de valence inférieure (**Gabold et al., 1989**).

Les formations argileuses lors du forage sont la source de plusieurs problèmes majeurs qui empêchent l'avancement d'une part et qui peuvent engendrer la perte du puits. On cite quelques exemples de la littérature :

Low et al., 1958 ; ont présenté des équations déterminants le caractère de gonflement des argiles. **Kelly, 1968** a étudié les problèmes de stabilisation des argiles. **Chenevert, 1969** ; a expliqué le phénomène d'adsorption de l'eau sur les argiles qui conduit au gonflement de ces dernières. La prévention contre l'hydratation des argiles devient un sujet très complexe suscitant l'intérêt des chercheurs. Des solutions remèdes ont été proposées par **Mac Daniel et al., 1971** ; **Cagle et al., 1972** ; **O' Brien et al. 1973** ; **Allred et al., 1973** ; **Anderson et al., 1973** ; **Kljvcec et al. 1973**. Certains auteurs se sont intéressés à comprendre le phénomène des interactions moléculaires entre la boue de forage, les particules argileuses et les ions engendrés ; **Fritz et al. (1983)** ; **Bol et al., 1992**.

Mody et al., 1993; a pris en considération le phénomène des interactions physico-chimiques entre le fluide de forage et la formation. **Lomba et al., 2000**, ont évalué le potentiel électrochimique d'échantillons d'argiles. **Zhang et al., 2006** ; ont évalué les tests gravimétriques et montrent que le contact des argiles avec les fluides, induit un changement des propriétés physico-chimiques et mécaniques des argiles.

I.C.II- BENTONITE

Le mot « bentonite » est dérivé du nom Fort Benton dans le Wyoming (USA) où en 1888 fut découverte une nouvelle variété d'argile, il s'agit d'une appellation technique donnée pour toute argile ayant comme composant principal la montmorillonite dont le nom fut proposé en 1847 par Damour et Salvétat pour rappeler le nom de la montagne Montmorillon près de Vienne(France) où elle a été découverte pour la première fois.

La montmorillonite est généralement un produit d'altération de roches éruptives, quelquefois de cendres volcaniques. D'après la thèse de G.Millot, la montmorillonite caractérise les milieux sédimentaires relativement riches en bases, particulièrement en Mg et de pH légèrement ou nettement alcalin.

Avant de rappeler la structure particulière de la bentonite(montmorillonite) il est utile de définir certains termes qui sont applicables pour tout type d'argile, il s'agit du plan, de la couche, du feuillet, de l'espace interfoliaire et de l'unité structurale.

Définissons chacun de ces termes :

-Plan : plan d'atomes

-Couche : formée par l'empilement de plans associés. Par exemple : couches tétraédriques et octaédriques.

-Feuillet : empilement articulé de couches. Par exemple :

feuillet 1/1 : une couche tétraédrique plus une couche octaédrique.

feuillet 2/2 : une couche octaédrique entre deux couches tétraédriques.

-Espace interfoliaire : l'espace qui se trouve entre les feuillets.

Il peut être vide mais contient le plus souvent des cations (secs ou hydratés) des groupes hydroxydes ou des couches d'hydroxydes.

-Unité structurale : association d'un feuillet et d'un espace interfoliaire.

Le feuillet de montmorillonite est du type 2/1 c'est à dire chaque couche octaédrique est comprise entre deux couches tétraédriques. L'équidistance entre feuillets est de 10\AA , les sommets des octaèdres sont constitués par quatre atomes d'oxygène et deux ions hydroxydes reliés à l'atome d'aluminium central par des liaisons de coordinence.

Les tétraèdres ont leur sommets occupés par des atomes d'oxygène reliés à l'atome de silicium central et aux atomes d'oxygène des octaèdres par des liaisons de covalence.

On constate que deux cavités hexagonales peuvent se trouver superposées et dont certains ions métalliques de grande dimension (tels que le Calcium de 1.06\AA , ou le Sodium 0.98\AA) peuvent y prendre place, ces derniers demeurent extérieurs au réseau et échangeables et leur fixation permet la compensation du déficit électrique dû à la substitution partielle dans le réseau cristallin de Al^{+3} par Mg^{+2} .

La formule générale de la montmorillonite est pour la demi maille :



Avec :

R^{+2} : Mg^{+2} , Fe^{+2} , Mn^{+2}

Al : peut être Fe^{+3} , Cr^{+3}

x : charge du feuillet

CE : cation interfoliaire, Na^+ ; K^+ ; Ca^{++} ; Mg^{++}

R^+ est constitué de Magnésium dans les montmorillonites types, aussi il existe nombre de variétés chimiques où R est remplacé par différents cations divalents Fe, Mn, Cr, et V.

I.C.III- PROPRIETES DE LA BENTONITE

La bentonite possède des propriétés particulières qui la distinguent des autres minéraux argileux et qui sont :

1) La faible cohésion entre les feuillets, le clivage est aisé et spontané dans l'eau. Il y a donc une grande dispersion.

Lorsqu'il n'y a pas de clivage, l'eau et ses électrolytes pénètrent entre les feuillets et les font s'écarter, cette propriété est celle du gonflement et elle est spécifique.

2) La dispersion étant grande, la réactivité de surface est également grande et particulièrement vis-à-vis des ions OH^-

3) Les suspensions de bentonite, très finement divisées, très sensibles à la valeur du pH, à la nature des électrolytes et à leur concentration, présentent une grande partie des propriétés des suspensions colloïdales.

4) Les cations fixés à la surface des feuillets ont des propriétés particulières : ils sont remplaçables par d'autres cations suivant une réaction chimique d'échange d'ions entre deux sels, il s'agit en réalité d'une réaction réversible à laquelle sont applicables toutes les lois classiques des équilibres chimiques (loi d'action de masse, lois du déplacement d'équilibre, etc).

I.C.IV- DOMAINE D'UTILISATION

La structure particulière de la bentonite et son exploitation peu onéreuse lui confèrent certaines propriétés qui rendent son application très utile dans divers domaines.

On peut citer son emploi comme terre décolorante dans l'industrie des matières grasses, en tant que liant dans le génie civil et comme catalyseur et échangeur d'ions dans l'industrie chimique et pétrolière.

Aussi, elle est utilisée dans l'industrie du papier, comme sorbant adéquat dans l'épuration des eaux résiduaires contaminées par les métaux lourds, et dans les produits cosmétiques. Dans le domaine du forage, les bentonites constituent un support colloïdal des boues à base d'eau et un allégeant dans les laitiers de ciment.

I.C.V-STABILITE DES SUSPENSIONS D'ARGILE

La stabilité des suspensions d'argile est sensible à différents facteurs, comme la charge de la double couche, la nature des ions de la couche mobile, les propriétés du milieu continu, etc.

La double couche électrique correspond à la séparation de charges électriques positives et négatives souvent observée à la limite des deux phases.

La formation de ces doubles couches électriques peut être produite spontanément lors de la mise en contact d'un solide et d'un liquide c'est le cas de l'argile mise en

suspension, comme elle peut être aussi provoquée c'est à dire par intervention d'agents de surface susceptibles de s'adsorber et de s'ioniser. (Doriomedoff, 1988 ; Lwhorn, 1967 ; Le pluart, 2002).

I.C.VI- STRUCTURE DE LA DOUBLE COUCHE

Les conceptions de la double couche électrique ont évolué dans le temps vers une précision de plus en plus grande.

Conception de Helmholtz :

Après les travaux de Quincke, Helmholtz donna une image simplifiée que Perrin adopta par la suite : celle d'un condensateur chargé dont l'une des plaques est la paroi du solide et l'autre la couche de liquide avoisinante. On a :

δ : différence de potentiel entre les plateaux du condensateur

C : capacité du condensateur par unité de surface

Q : la charge

σ : la charge par unité de surface

d : épaisseur du condensateur

ε : constante diélectrique du liquide.

ε_r : constante diélectrique relative

ε_0 : constante diélectrique du vide absolu

On a par unité de surface :

$$\delta = Q/C$$

$$C = \varepsilon / d = \varepsilon_r \varepsilon_0 / d$$

$$\delta = Q/C = \sigma d / \varepsilon = \sigma d / \varepsilon_r \varepsilon_0$$

Couche de Gouy :

Lorsque la couche interfaciale s'est ionisée sous l'effet de la solvatation et de l'agitation thermique, les ions mobiles séparés de la surface se répartissent de manière statistique sous l'effet des différentes forces suivantes :

- Une force d'attraction entre les ions mobiles et le liquide qui les solvate
- Une force d'attraction exercée par la surface chargée sur les ions mobiles
- Une force d'agitation thermique donnant des impulsions aux ions dans tous les sens, en sorte qu'en l'absence d'autres forces les ions mobiles se trouveraient statistiquement également répartis

La région où la concentration en ions varie constitue ce que l'on appelle la (couche mobile).

Couche de Stern :

On considère que la couche interfaciale se compose de deux parties.

Une première fixée, où des ions adsorbés et non mobiles créent une première chute de potentiel.

Une seconde, du type couche de Gouy, où les ions mobiles forment une couche diffuse ayant les mêmes propriétés que la couche de Gouy.

Couche de Grahame-Bockris, Devanatha et Müller :

Pour interpréter ses résultats, Grahame était arrivé à la conclusion qu'il y avait au moins deux couches d'ions adsorbés à la surface des électrodes qu'il étudiait.

La première (couche de Helmholtz interne) formée par l'adsorption spécifique d'ions.

La seconde (couche de Helmholtz externe) formée par l'adsorption d'ions sous l'effet d'attraction électrostatique.

L'argile est constituée d'aluminosilicates cristallisés sous différentes formes. Mais souvent le réseau cristallin présente des défauts comme par exemple la substitution des ions Al^{+3} (ion trivalent) par des ions Mg^{+2} (ion divalent), il en résulte dans le réseau un défaut de charges positives qui donne à l'argile une charge négative et un pouvoir attractif pour des ions positifs alcalins Na^+ , K^+ ou alcalino-terreux Ca^{+2} .

L'argile se neutralise ainsi par ces ions, mais ces derniers sont mobiles, ils sont échangeables. Lorsque l'argile est mise en contact de l'eau, les ions s'hydratent, la force qui les retient à l'argile est affaiblie, ils sont d'autres part soumis à l'agitation thermique qui a tendance à les séparer du réseau cristallin et il y a alors formation d'une double couche électrique, la paroi de l'argile prenant une charge opposée à celle de l'ion qui s'est séparé et qui reste cependant dans le voisinage à cause de l'attraction électrostatique.

Ainsi, la stabilité d'une suspension d'argile est influencée par sa capacité d'échange d'ions, par la nature des ions fixés, et par le degré de salinité de l'eau où elle est plongée.

Influence de la capacité d'échange : la capacité d'échange d'ions correspond aux ions mobiles de la surface de l'argile, c'est à dire finalement à la charge que prendra la double couche électrique. Or on constate que les argiles à forte capacité d'échange donnent des suspensions beaucoup plus stables.

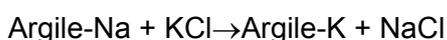
Influence de la nature des ions fixés : on a observé que l'argile calcique, qui s'hydrate mieux que l'argile sodique, gonfle moins et se maintient moins bien en suspension. Ceci correspond à la règle de Hardy bien connue pour les colloïdes.

La stabilité d'une suspension est fonction de la valence de l'ion de la couche diffuse entourant les particules. La stabilité diminue quand on passe d'un ion monovalent à un ion divalent, d'un ion divalent à un ion trivalent.

Influence de la concentration en sel : on peut faire précipiter une suspension d'argile en la salant, les sels empêchent les doubles couches électriques de se développer.

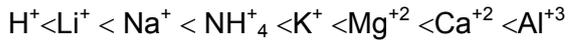
I.C.VII- ECHANGE DE BASE

La mise en contact d'une certaine quantité de matière argileuse modifie la composition cationique de la solution. On peut écrire par exemple :



Il y a donc échange entre les ions inclus dans la structure solide et ceux de la solution, la plupart des cations sont échangeables mais l'échange ne modifie pas la structure du minéral considéré.

L'échange des cations se traduit par la désorption d'un ion suivi de l'adsorption du cation échangé. On admet en général l'ordre suivant :



(Le Na^+ est beaucoup plus facile à déplacer que les ions Al^{+3})

La facilité de l'échange de cations dépendra considérablement de la nature du couple de cations considéré, plus la valence d'un cation est élevée plus il aura de la force à déplacer un ion et plus la substitution sera solide.

Lorsque la teneur en ion échangeable décroît à la surface d'une argile il devient de plus en plus difficile de l'en déplacer.

A valence égale, plus le rayon ionique du cation est grand plus sa force relative est grande.

La capacité d'échange de base (ou CEC) d'un minéral argileux est une mesure de la tendance à porter des cations échangeables.

La CEC s'exprime en milliéquivalents par 100 g d'argile sèche dans le milieu à pH=7.

En général la CEC augmente lorsque la cristallinité décroît ou que la taille des particules décroît.

I.C.VIII- PROPRIETES D'ADSORPTION

L'adsorption est en général physique ou chimique et se déroule seulement à l'interface

Adsorption physique :

Elle est régie par les forces de Van Der Waals, les liaisons sont de nature physique sans transformation de la surface.

Adsorption chimique :

elle est accompagnée par une réaction chimique entre l'adsorbant et l'adsorbat, c'est à dire avec une transformation de la surface.

I.C.IX- PHENOMENE DE GONFLEMENT

Mise en suspension aqueuse, l'argile et plus particulièrement la montmorillonite fixe une quantité notable d'eau sous différentes formes :

*Eau libre : ou intermicellaire, c'est l'eau qui n'a aucun lien avec l'argile, elle s'élimine par évaporation aux conditions atmosphériques normales.

*Eau liée : elle comprend l'eau d'imbibition et l'eau interfeuillet

En ce qui concerne l'eau d'imbibition ou eau d'humidité, le grain présente une surface chargée électriquement autour de laquelle s'orientent les dipôles d'eau.

Par chauffage, cette eau sera éliminée d'autant plus facilement que sa distance à la surface est grande.

Quant à l'eau inter-feuillet, c'est l'eau qui pénètre dans le grain entre chaque feuillet et augmente ainsi la distance réticulaire.

Mécanisme de gonflement :

Le mécanisme de gonflement retenu actuellement est celui de Van Olphen qui a proposé deux mécanismes distincts :

- Le gonflement par hydratation de surface.
- Le gonflement par hydratation osmotique.

Hydratation de surface :

Dans ce cas l'eau est absorbée en monocouches successives sur les surfaces des argiles.

Par surface des argiles il faut distinguer la surface de la particule argileuse de celle du feuillet argileux.

Au cours du gonflement intermicellaire, l'eau pénètre entre les particules argileuses tandis que pour le gonflement intramicellaire, l'eau pénètre également entre les feuillets.

Trois facteurs contribuent à la force de répulsion totale entre les feuillets d'une argile gonflante, ce sont :

- L'attraction de Van Der Waals.
- L'interaction électrostatique entre les feuillets chargés et les cations compensateurs.
- L'énergie d'hydratation due à l'adsorption de l'eau à la surface de l'argile (due aux liaisons hydrogène entre molécules d'eau et les oxygènes de surface du feuillet argileux, ainsi qu'à l'hydratation des cations compensateurs.

Hydratation osmotique :

A partir de quatre couches de molécules d'eau entre feuillets, l'énergie d'hydratation n'est plus le facteur important. Elle est dépassée par la répulsion électrique des doubles couches (interaction électrostatique entre les feuillets et les cations compensateurs).

Donc s'il y a assez d'eau, les cations mobiles de la surface qui ont une grande affinité pour l'eau peuvent se solvater et se séparer de la paroi : il y a alors ionisation superficielle et formation d'une couche diffuse.

La séparation des cations de la paroi provoque une charge négative et les ions séparés se trouvent soumis à deux forces :

- Une force de rappel : l'attraction électrique due à la charge de la paroi.
- Une force d'expansion : la pression osmotique due à l'agitation thermique.

Importance des phénomènes d'hydratation :

Une augmentation de l'eau interfeuillet se traduit par un gonflement du grain et donc par une augmentation du volume apparent de ce dernier, de même à un accroissement de l'eau d'imbibition correspondant à un volume hydrodynamique plus élevé, dans les deux cas, la viscosité plastique va augmenter.

En résumé tout agent extérieur qui modifie le taux d'hydratation et donc l'état colloïdal de l'argile entraîne une modification des caractéristiques physiques mesurées au filtre-pressé API et au viscosimètre.

Les propriétés de gonflement dépendent fortement α_1 de la nature des argiles (composition et structure) de leurs propriétés mécaniques et physico-chimiques (capacité d'échange, porosité), mais aussi α_2 de la composition et de la concentration des fluides présents dans les pores (gaz ou liquide), ainsi que α_3 des conditions de

température et de pression des différents essais. Par ailleurs, la simulation numérique pourrait apporter une contribution à la résolution de ces problèmes. Malheureusement, peu de travaux peuvent être signalés pour la simulation des interactions eau-argile (**Mulla et al., 1984; Skipper et al., 1991**). D'autres simulations avec trois composantes (eau-argile-contre ion) ont été réalisées par **Greathouse et al., 2000**.

Dans une suspension aqueuse diluée, les particules d'argile sont dispersées : ceci est dû aux interactions de la double couche diffuse. En présence d'électrolyte, les particules peuvent se rapprocher et finissent par flocculer. La concentration critique d'électrolyte est liée à la valeur critique de floculation, (**Luckman et Rossi, 1999 ; Lafuma et al. 1988 ; Lagaly et al. 1989**).

Chauveteau, J., et al. (1988), a donné une méthode de détermination de la capacité d'échange cationique des argiles.

I.C.X- SITUATION DES ECHANTILLONS BENTONITIQUES ALGERIENS :

IL ya deux gisements Algériens qui existent actuellement pour notre étude, il s'agit des gisements de HAMMAM Boughrara qui se situe à 15 km du nord-ouest de Maghnia.

Les échantillons sont codés et numérotés et ont leurs subis une préparation en vue de leurs analyses et valorisation. Par contre, les gisements les plus importants se trouvent dans l'ouest Algérien tell que :

I.C.X.1-Le gisement de HAMMAM Boughrara :

Il se situe à 15 km du nord ouest de Maghnia, les carrières sont comprises dans les assises volcano-sédimentaires de la phase terminale du miocène, les roches sont composés de rhyolithe, de petit d'obsidienne, d'ingnibrite et du tuf conglomérique, ont subit par endroit une altération hydrothermale qui les a transformées partiellement ou en totalité en bentonite.

Les principales carrières encore actives sont celles de Roussel et Dar-Embarek.

I.C.X.2- Le gisement de m'Zila:

Il est localisé à 25km du nord-ouest de Mostaganem, le chantier d'exploitation couvre une superficie de 5,25 m², il se situe sur le flanc nord d'un synclinal, se sont l'une des roches argileuses les plus répondues qui sont d'origine sédimentaires elles sont dispersés, compacte, grasse au toucher et peu carbonatées, elle sont gonflantes en présence d'eau et donnent des gels à viscosités différentes, ce sont ces derniers paramètres fondamentaux pour le classement des roches bentonitiques à l'extraction.

En effet, les argiles bentonitiques présentes des teintes variables; blanchâtre (Roussel), verdâtre (RM nord), beige à grisâtre(Dar-Embarek).

Plusieurs travaux publiés ont montré les différentes domaines pétroliers, génie civil, cosmétique,...

Dans le domaine pétrolier, ce matériau peut être utilisé pour combattre les pertes en circulation lors d'un forage. **Messenger, 1971, 1969; Howard 1951 ; Bardeen, 1956 ; Goins et al.1953 ; Gatlin, 1961 ; Moore et al. 1963; Davis, 2002,1998**.

I.D- Les Polymères

I.D.I- UTILISATION DES POLYMERES DANS LES FLUIDES DE FORAGE

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

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

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

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

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

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

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

Chauveteau, G. et Lecourtier, J. (1988), ont décrit le phénomène d'adsorption des polymères sur la roche réservoir.

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

Les polymères anioniques tels que les lignosulfonates de fer ont été largement utilisés en tant que défloculants. Le lignite chromé en association avec les lignosulfonates, permet la réduction du filtrat. Les dérivés ligneux (polyphénols) sont utilisés pour les forages profonds ($T > 220^{\circ}\text{C}$). Les dérivés polyacryliques, généralement fortement anioniques, forment un colloïde protecteur et donnent aussi une bonne stabilité thermique. Les paramètres qui gouvernent l'efficacité des polymères sont de deux types (**Muller, 1990**) i) les paramètres imposés par l'environnement tels que pH, salinité (nature et concentration en sels), température, oxygène, et ii) les paramètres ajustables liés à la structure même du polymère (nature et longueur des chaînes

principales et latérales, nature des groupes fonctionnels chargés et/ou neutres, et densité de charge).

L'étude de mélanges argiles-polymères-électrolytes montre que les dimensions des polymères dépendent à la fois de la salinité et de la masse molaire et ont une influence majeure sur leur efficacité à inhiber la dispersion des déblais (**Lecourtier et Degouy, 1994 ; Hesselink, 1977**). 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.

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

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

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

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

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

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

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

Du point de vue rhéologique, les solutions concentrées en polymères ont souvent un comportement pseudo-plastique ou rhéofluidifiant. Plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible. Ceci est le comportement idéal pour les fluides de

forage, du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil alors que des viscosités plus élevées sont requises dans des zones à taux de cisaillement plus faible (espace annulaire) pour transporter les déblais vers la surface.

Les principaux polymères utilisés dans les formulations étudiées :

I.D.II- 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 oeuvre conditionnent les propriétés finales du polymère: composition finale de la poudre, masse molaire, composition chimique du motif, rhéologie, etc... **Simon, 2004 ; Laglay et al.; 1989, Lund T. et Lecourtier J. (1990)** 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 Ca²⁺.

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.

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

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

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

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

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

I.D.III- LES CELLULOSES POLYANIONIQUES (PAC) ET LA CARBOXYMETHYLCELLULOSE (CMC)

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

La CMC est un polymère linéaire anionique à base de cellulose partiellement greffée par des groupes $-OCH_2COO-$. Les trois groupements hydroxyle de chaque motif glucose peuvent être substitués par réaction chimique ($DS \leq 3$), mais, en pratique, même les groupements alcool primaire ne sont pas tous substitués ($DS < 1$). La viscosité est le principal paramètre caractérisant les solutions aqueuses de CMC (**Rosnah, 2004**). La cellulose naturelle est insoluble dans l'eau, même en solution diluée, parce que les atomes d'hydrogène des groupements hydroxyle forment des liaisons intermoléculaires qui rendent impossible la solvatation des chaînes.

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

La CMC qui est biodégradable est à classer dans la catégorie des polymères flexibles puisque sa longueur de persistance est de l'ordre de 7 nm. Il résulte comme dit précédemment, que lorsqu'on ajoute du sel à une solution de CMC, ses dimensions en solution diminuent fortement. Les fonctions carboxylate présentes sur la chaîne sont susceptibles de fixer les cations multivalents, provoquant une agrégation du polymère ou même une précipitation par pontage intermoléculaire entre les ions Ca^{2+} 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. Le PAC est un polymère cellulosique de type carboxyméthylcellulose ayant une conformation en pelote flexible, opposée à celle du xanthane qui est un polysaccharide se présentant sous forme d'une hélice semi-rigide. Les celluloses polyanioniques sont employées principalement comme réducteurs de filtrat pour les boues à base d'eau douce et d'eau de mer, mais agissent également en tant que viscosifiants dans ces systèmes. Les deux catégories de PAC disponibles diffèrent par leur viscosité mais donnent le même degré de réduction de filtrat. Le PAC résiste à des températures d'environ $150^\circ C$ et n'est pas soumise à la dégradation bactérienne (**Kumar et al., 2003**).

I.D.IV- LE POLYACRYLAMIDE PARTIELLEMENT HYDROLYSE

Le PHPA est parmi les polymères synthétiques, le polymère le plus utilisé dans le domaine pétrolier (**Lee et Somasundaran, 1989; Pefferkorn, 1999; Ata et O'Neill, 2000, Zaitoun, 1983**) et surtout le PHPA hydrolysé à 30% qui est utilisé dans les fluides de forage pour l'inhibition des argiles. C'est un polymère linéaire anionique de masse molaire élevée, dont certaines fonctions amide ont été hydrolysées. **Darley et Gray (1988)** ont donné une description détaillée de la structure de ces polymères. 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.

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

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

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

I.D.V- LES GLYCOLS

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

Ce type de composé exhibe des caractéristiques de trouble en fonction de la température. Pour une température proche du point de trouble, **BI and et al., (1996)** ont observé une bonne efficacité des polyglycols. Avec l'addition de PEG, **Alemdar et al. (2000)** ont remarqué une augmentation de l'espace interfoliaire, expliqué par une réaction d'échange entre PEG et les cations échangeables présents.

Ce phénomène est étroitement lié au gonflement des argiles en présence des molécules d'eau (**Yoshiaki, 1984**). En utilisant le mélange PAG-Carbonates de

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

I.D.VI- LES SILICATES DE SODIUM

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

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

-Initialement, les fortes concentrations des solutions de silicates (20 à 50%) engendraient des problèmes de viscosité excessive et de gélification.

-En 1945, les silicates sont remplacés par les systèmes chaux-quebracho (cellulose) plus adéquats, avec un contrôle de rhéologie plus aisé.

I.E- LES PERTES EN CIRCULATION LORS D'UN FORAGE

I.E.I- INTRODUCTION

Le déroulement normal des opérations de forage du champ de Hassi-Méssaoud et plus précisément celui de la phase 8"1/2 est très souvent interrompu par plusieurs problèmes englobant la tenue des parois du trou, les pressions rencontrées et le contrôle des fluides contenus dans les formations forées. (**Lebcir et al.,1988**)

Beicip-Franlab, (1995), (*Petroleum Consultants*) a fait un modèle Géologique et Structural du Champ de Hassi Messaoud. En complément, **Askri, H., et al. (2003)** ont passé en revue la Geologie de l'Algérie.

Lors du forage, l'utilisation du système de boue conduit à un colmatage de la formation, les exploreurs se voient toujours être confronté à des problèmes de mauvaises évaluations des reservoirs, et ce à cause de la difficulté de l'interprétation des loggings. **Amaefule, J.O., et al. (1988)**, ont proposé une avancée dans le système de control stratégique afin de minimiser le colmatage des réservoirs.

Cannon, G.E. (1947) s'est focalisé dans le développement du control des systèmes de boues et ce, afin d'améliorer la vitesse d'avancement du forage.

I.E.II- COMMENT REMEDIER AUX PROBLEMES DE PERTES DE BOUES EN CIRCULATION

Dans ce contexte, le travail entrepris consisté essentiellement à l'élaboration de laitiers colmatants contre les pertes de boues et de cavage.

Les pertes en circulation sont la conséquence logique d'un déséquilibre de pression, existant ou créé, momentané ou permanent entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage. Afin d'y remédier, des bouchons de ciment sont souvent utilisés pour colmater ces pertes.

Lors de la rencontre des pertes de nature virulentes, on arrive à installer plus de six bouchons de ciment ce qui est un inconvénient majeur pour l'avancement de l'opération de forage en terme de temps et de coût. La solution proposée étant l'injection d'un seul "bouchon de type plastique" ajustable suivant la fréquence des pertes, allant de simples fissures aux fractures. Ce type de bouchons sont à base d'une variété d'argiles. Une caractérisation et modélisation du comportement rhéologique de ces argiles a été effectué.

Trois systèmes ont été considérés : directe, où on observe un excès de phase aqueuse, inverse : où on a la présence d'un excès de phase huileuse, et mixte : sans excès et il est caractérisé par l'absorption totale des composants qui se présentent sous forme d'une pâte consistante sous forme de "mastic". Il a été confirmé que les formulations de ces bouchons élaborés en conditions de surface présentent les mêmes caractéristiques qu'en conditions de fond, ceci a été nettement observé suite aux tests consistométriques. Les réactions de prise de ces bouchons sont instantanées dans les deux cas avec un simple brassage des différents composants du mélange. Une procédure appropriée est recommandée pour l'injection de ce type de bouchon.

Les pertes de boues en circulation est reconnu le problème N°1 dans le forage, c'est l'un des problèmes majeurs qui engendrent des temps improductifs associés à des pertes d'argent colossales.

Alighalam et al., 2014 ; ont travaillé sur un workflow qui donne une prédiction des pertes lors du forage ce qui aide les ingénieurs à mieux choisir le type de boue et préparer le forage prévis onnel de la section qui suit.

Beda, G. and C. Carugo, (2001), ont utilisé une analyse des microfissures pour améliorer, l'évaluation des formations réservoirs.

Verga, F.M., et al., (2000), ont fait un travail qui a consisté à faire une détection et Caractérisation des fractures dans des réservoirs naturellement fracturés.

Lietard, O., T. et al. (1999), ont élaboré un guide de bonnes pratiques de l'utilisation de l'outil Logging While Drilling, pour le control et le suivi de la densité de boue pour le forage des zones fracturées ainsi que le choix des particules LCM (Lost Circulation Materials) pour les réservoirs fracturés.

Loeppke, G.E., et al., (1990) se sont intéressés à proposer un design et une évaluation des LCM (Lost Circulation Materials) pour des conditions extrêmes, ie. Pertes sévères à totales.

Bailey, L., et al. (1999) ont étudié le phénomène de l'invasion des particules à travers la formation.

Hong et al. 2008 ont donné la meilleure pratique pour comprendre et gérer les pertes en circulation par le biais de deux méthodes proactive et corrective.

Don Whitfill, 2008 ; a étudié le problème des pertes à travers les fractures. Il a préconisé toute une approche de résolution pour choisir le fluide colamatant en se basant sur la distribution de la taille des particules des LCM (Lost Circulation Materials).

Audibert et al. SNF, 1999 ; ont présenté un nouveau matériau à base d'un monomère styrène sulfonate (polymère), utilisé avec une boue à base d'eau. Ce produit fabriqué par la société SNF Floerger. Sa stabilité thermique a été testé sous des conditions anaérobiques à 160°C.

Plank, 1992 ; Audibert et al. 1995 ; Van Oort et al., 1997 ; Taemlitz et al., 1997 ; Audibert et al., 1993 ; Longeron et al., 1995 ; Halliday, 1994 ; Loeber et al. 1996 ; Baily et al., 1998 ; Argilier et al., 1997 ; Lewandowska et al.,2002 ; Howard et al., 1951 ; Giong et al. 1953 ; Gatlin et al., 1961 ; Verga et al., 2000 ; Bardeen et al., 1956 ; Gokel et al., Beicip franlab, 1995 ; Beda et al. 2001 ; Lietard et al. 1999 ; Loeppke et al. 1990 ; Messenger, 1969, 1973, 1971 ; ont largement analysé le problème des pertes en circulation, ils ont proposé différents types de matériaux pouvant sensiblement remédier aux pertes. Ces derniers peuvent être appliqué pour des cas très spécifiques, et ce vu leur coût excessifs. Toute une campagne de tests sur la stabilité thermique a dévoilé la performance de ces matériaux. En dernier, une étude et évaluation du taux de colamatage de la formation a été explicité.

Ballard, T.J., et al., (1994) ont donné les notions fondamentales de la stabilisation des argiles.

Sweatman et al., 1997 ; Aziz, 1994 ; Dee, 1999 ; ont étudié l'écoulement des pertes à travers un réseau de failles.

Abousouleiman et al., 2005 ; Alberty et al.2004 ; Aston et al.2004 ; Deey et al., 2004 ; Dupriest, 2005 ; Traugott, 2007 ; se sont focalisé sur l'analyse du gradient de fracture de la formation et l'effet de la densité de la boue pour générer des fractures.

Une densité optimale de la boue évitera ce phénomène. **Eoff et al., 2001 ; Sweatman et al., 2001** ; ont expliqué comment on peut optimiser l'intégrité de la pression de la formation pour le forage et la complétion des puits HPHT des sections réservoirs.

Webb et al., 2001 ; ont décrit la procédure de test LOT/FIT et son application pour les forages HPHT afin de prévenir le stress minimum de la formation afin d'éviter des breakdown (fracture induites) dans les formations.

Karimi et al. 2011, ont exposé le cas de l'endommagement de la formation par la boue utilisée, expliquant le phénomène par le dépassement des pressions de la formation.

Lavrov et al. 2006 ; ont effectué une analyse numérique d'un écoulement radial à travers une fracture naturelle : application à l'amélioration des performances du forage. Il a extrapolé l'étude à la caractérisation du réservoir.

Sur le champ de Hassi Méssaoud la phase 2350m à 3400m est traversée en 8 "1/2, avec une pénétration de 4m dans le CAMBRIEN.

Cette phase rencontre des problèmes de cavage et de pertes de boues. Il est primordial cependant d'identifier les contraintes dues à ces formations de manière à tenter de s'en affranchir au cours de la conception de nouvelles méthodologies. Les difficultés géologiques rencontrées lors du forage de cette phase englobent la tenue des parois du trou, les pressions rencontrées et le contrôle des fluides contenus dans les formations forées.

Une étude statistique des puits forés, sur le champ de Hassi Méssaoud, a été menée dans le but de mettre en évidence le degré de virulence des pertes de circulation en phase 8"1/2 des différentes zones du champ.

II.I- HISTORIQUE DE LA REGION DE HASSI MESSAOUD

Le gisement de HASSI-MESSAOUD fût découvert par deux compagnies distinctes qui l'ont subdivisé en deux parties, la partie NORD (OM, ON) exploitée par la C.F.P.A, et la partie SUD (MD), par la S.N.REPAL.

Cette dernière avait commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, en 1946. Trois ans plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

En 1951, premier tir sismique dans la région de OUARGLA, cette reconnaissance des pourtours des bassins sahariens permettra à la S.N.REPAL et à son associé, la C.F.P.A de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de HASSI-MESSAOUD est découvert le 16 Janvier 1956 par la S.N.REPAL qui a amorcé le premier forage (MD#1).

Le 15 Janvier de la même année, ce forage découvrait à 3338 m de profondeur, les grés du cambrien productif.

En Mai 1957, à 7 Km au Nord-Ouest du MD#1, la C.F.P.A confirmait l'existence d'un gisement par forage de OM#1 qui est mis en production en 1958, de même que le MD#1. Les forages qui étaient alors de dix (10) par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de la nationalisation des hydrocarbures le 24/02/1971. Le champ compte actuellement 1057 puits. Le cumul de production jusqu'à la quatrième décennie ne représente que 52.2 % des réserves récupérables et 13.3 % des réserves en place du RA (7075.73 Mstm³), avec un rythme de soutirage de 22.46 Mstm³ par an, soit un taux de production annuel de 0.31 % d'huile.

Les réserves énergétiques, en place sont estimées à plus de 4.2 milliards de tonnes équivalent pétrole (TEP). Il faut signaler en même temps, que les explorations sont toujours d'actualité, puisque de nouveaux champs sont entrain de se mettre en évidence tel que Haoudh Berkine, ce qui augmente les estimations concernant les réserves. Le champ de Hassi Messaoud est un gisement géant qui s'étend sur une superficie d'environ 2000 km². La couche productrice gréseuse, d'âge Cambrien située à une profondeur moyenne de 3400 m, se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques. Celles qui sont le plus directement liées à la productivité des puits, porosité, argilosité et perméabilité sont encore aujourd'hui difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 800 puits carottés en continu au cours des quarante dernières années.

L'évolution tectonique du Sahara algérien est assez bien connue (Fig.1). Le champ de Hassi Messaoud, se localise à la terminaison Nord de la dorsale D'Amguid - El Biod, élément structural majeur dépassant 800 km de longueur, étudié par Heybroek. Ce vaste "trend" a subi à plusieurs reprises des contraintes orogéniques et des déformations notables.

Plusieurs phases orogéniques ont affecté cette région :

- a/- Phase éo-calédonienne précoce, anté-trémadocienne (≈500 millions d'années).
- b/- Phase Calédonienne majeure (≈ 400 millions d'années).
- c/- Phase Hercynienne majeure (≈ 225 à 250 millions d'années).
- d/- Phase Autrichienne (≈ 110 millions d'années).

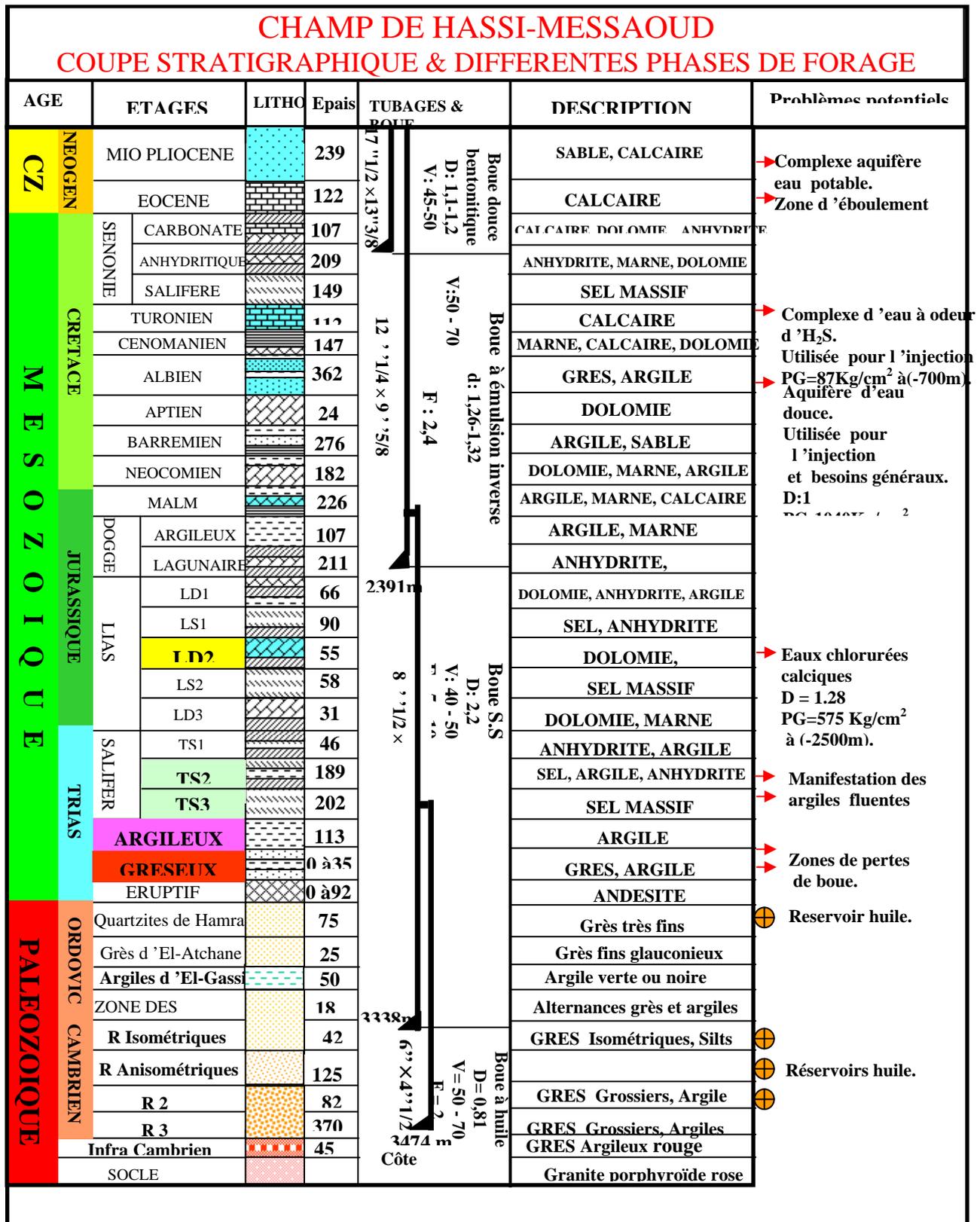


Figure1 : Coupe lithologique du champ de Hassi-Messaoud

II.II- GEOLOGIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

II.II.1- Position géologique

La province triasique est située au nord-est de la plate forme saharienne. Le champ de Hassi Messaoud en occupe sa partie centrale. C'est un vaste anticlinal chauve datant du cambrien (-526 millions d'années + / -10 millions d'années), localisé au nord de la dorsale AMGUID-EL BIOD-HMD, et limité :

- Au Nord par la structure Djemàa-Touggourt ;
- Au Sud par le bourrelet Agreb-El Gassi ;
- A l'Ouest on a la dépression de Oued Mya et les bourrelets d'erg Djouad et HAOU DH BERKAOUI ;
- A l'Est par la dépression de DAHAR et au sud est par les dépressions de Ghadamès.

Il se situe en bordure du grand erg oriental à environ 850 Km au Sud Est d'Alger, à 90 Km de la ville de OUARGLA et à 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne. C'est le plus grand gisement d'huile en Algérie. Les dimensions du champ atteignent (48*38)Km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 Km². Il a pour coordonnées LAMBERT : X = 790000 à 840000 Est, Y = 110000 à 150000 Nord.

II.II.2- Structure

La structure de champ de HASSI-MESSAOUD se présente comme un vaste anticlinal (le pendage dépasse rarement 1°), de direction générale SSW-NNE. La fermeture est de 300 Km. La couverture est assurée par un complexe argileux gréseux et salifère du trias discordant sur la surface d'érosion hercynienne. Le champ de HASSI-MESSAOUD est affecté par deux types d'accident :

- Des failles subméridiennes : (NNE-SSW) ainsi que d'autres qui leur sont perpendiculaires de direction générale WNW-ESE d'où ce caractère structural en horst et en graben ;
- Des cassures sans rejet dont l'effet sur la fracturation du réservoir ne saurait être négligé. La structure du champ est due à plusieurs mouvements orogéniques.

II.II.3- Zonation du champ de Hassi Messaoud

Le champ est découpé en 25 zones dites de production, d'extensions variables. On définit une zone de production comme étant un ensemble de puits qui sont supposés communiquer entre eux, mais pas avec ceux des zones voisines, les puits d'une même zone drainent conjointement une qualité d'huile bien établie.

II.II.4- Stratigraphie du gisement

II.II.4.1- Le Socle

C'est un granite porphyroïde rose, il a été atteint au niveau du puits MD#2 à 3831m de profondeur et à 3684 m par le forage du OM#81.

II.II.4.2- L'infra Cambrien

Mis en évidence lors du forage OMG#57 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grés argileux rouges.

II.II.4.3- Le paleozoïque

Les séries paléozoïques sont disposées en dessous de la discordance hercynienne. Elles vont du cambrien à l'ordovicien et sont principalement gréseuses vers la périphérie du champ, la série stratigraphique la plus complète est composée de :

II.II.4.4- Le Cambrien

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fins à grossiers, récupérés par des pellicules silteuses argilo-micacés, ces matériaux dits de Messaoud ont été subdivisés en séries gréseuses suivantes :

II.II.4.5- La Lithozone R3

Qui repose sur l'infra cambrien et se compose de grés grossiers à ciment argileux d'épaisseur moyenne de 370 m.

II.II.4.6- La Lithozone R2

Est constituée de grés moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux, d'épaisseur moyenne de 370 m.

- La Lithozone Ri

Elle est représentée par des quartzites isométriques bien classés à ciment argileux et siliceux, d'épaisseur moyenne de 42 m.

- La Lithozone Ra

Réservoir principal, il est constitué de grés quartzites anisométriques de grains moyens à grossiers, à ciment siliceux et argileux, avec de nombreuses passées de silt. Le réservoir Ra varie entre 90 à 160 m d'épaisseur d'Est en Ouest.

II.II.4.5- L'Ordovicien

A l'échelle régionale, il est composé de plusieurs unités lithologiques. Sous l'effet des érosions la série n'est pas complète, au niveau du champ de HASSI-MESSAOUUD :

II.II.4.5.1- Zone des alternances

C'est une unité à alternances irrégulières silteuses noires, de silt sones de grés quartzites fines, avec glauconite, sidérite, abondance de tigillites dans les niveaux d'argile, son épaisseur moyenne est de l'ordre de 20 m.

II.II.4.5.2- Les Argiles d'El Gassi

Constituées d'argiles silteuses indurées vertes ou noires, peuvent être carbonatées et glauconieuses à graptolites. On la rencontre surtout sur les zones périphériques du champ avec une épaisseur moyenne de 50 m.

II.II.4.5.3- Les Gres d'El Atchane

Cette formation est composée de grés fins à très fins, gris sombres, feldspathiques et glauconieux. Son épaisseur varie de 12 à 25 m.

II.II.4.5.4- Les quartzites d'El Hamra

Il s'agit de grés quartzites fines, silicieux claires, à granulométrie fine. Elles résistent parfois des intercalations argileuses, avec une épaisseur moyenne de 75m.

II.II.4.6- Le Méozoïque

II.II.4.6.1- Le Trias

Il repose en discordance directement sur les formations paléozoïques au centre et sur les flancs de la structure, sur le cambrien et l'ordovicien. Il est subdivisé en quatre termes :

II.II.4.6.2- Le Trias Eruptif

Localement, on rencontre des coulées éruptives inter stratifiées, avec des grés du Trias, avec des présences des épanchements s'intercalant dans le faciès détritique. Son épaisseur est de 92 m.

II.II.4.6.3- Le Trias Argileux Gréseux

Il constitue de premier remplissage du relief paléozoïque, au top de la série, les grés sont fins, de couleur grise à noire avec un ciment argileux, à la base les grés sont fins à moyens à ciment argileux abondant.

II.II.4.6.4- Le Trias Argileux

Il a une épaisseur moyenne de 113 m et constitué d'argile dolomitique ou silteuse et présence de sel dans le sommet.

II.II.4.6.5 - Le Trias Salifaire (TS)

Le TS a une épaisseur totale de 430 m, constitué de bancs de sel massif avec des intercalations d'anhydrite au sommet, et divisé en trois termes :

II.II.4.6.5.1- LE TS3

Constitué de sel massif avec des traces d'argile gypsifère dont l'épaisseur est de 202 m.

II.II.4.6.5.2- LE TS2

Il a une épaisseur de 189 m et est constitué de bancs de sels, d'anhydrite et d'argile gypsifère.

II.II.4.6.5.3- LE TS1

Son épaisseur est de 46 m, il est constitué de sel avec présence d'anhydrite et d'argiles dolomitiques.

II.II.4.6.5- Le Jurassique

C'est un ensemble argileux à intercalations de calcaires au sommet et alternances de faciès lagunaires et marins à la base.

II.II.4.6.5.1- Le Lias Il est subdivisé en cinq niveaux distincts, dont l'épaisseur moyenne est de 300 m.

II.II.4.6.5.2- Lias dolomitique supérieur (LD3)

Il est constitué des marnes grises légèrement dolomitiques avec, parfois, des passées de dolomie à couleur grise à verte. Son épaisseur est de 31 m.

II.II.4.6.5.3- Lias salifère 2 (LS2)

Il est formé essentiellement de bancs de sels avec quelques passées d'argiles salifère brun rouge, son épaisseur est de 58 m.

II.II.4.6.5.4- Lias dolomitique médian (LD2)

Il est constitué de bancs de dolomie grise avec des passées de marne, son épaisseur atteint environ 55 m.

II.II.4.6.5.5- Lias salifère 2 (LS1)

Son épaisseur est de 90 m. Il est composé d'argile plastique brune, de sel et de minces bancs d'anhydrite blanche.

II.II.4.6.5.6- Lias dolomitique inférieur (LD1)

Il est constitué de bancs dolomie et d'anhydrite présentant des passées d'argile et de calcaire.

II.II.4.6.5.7- le dogger

Pour une épaisseur moyenne de 320 m, il est subdivisé en deux parties

II.II.4.6.5.7.1- le dogger lagunaire

Il est constitué d'anhydrite et de dolomie plus au moins calcaire et d'argile tendre parfois silteuse. Son épaisseur est de 211 m.

II.II.4.6.5.7.2- le dogger argileux

Son épaisseur moyenne est de 107 m. Il est formé d'argile tendre finement silteuse à rares passées de grés fins avec un ciment argileux carbonaté.

II.II.4.6.5.7.3- le malm

Il est constitué par des dépôts de marne et d'argile avec des intercalations de calcaires accompagnés d'anhydrite.

II.II.4.6.6- le crétacé

Il comprend au total sept (7) étages sur une épaisseur de 1620 m. De la base en haut on a :

II.II.4.6.6.1- néocomien

On rencontre à la base un terme gréseux avec quelques passées d'argile et à son sommet un terme argileux avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie. Son épaisseur est de 182 m.

II.II.4.6.6.2- le barrémien

D'épaisseur moyenne 276 m, il est formé de grés fins à moyens carbonatés avec des plages d'anhydrites alternant avec des niveaux d'argile gréseuse dolomitique.

II.II.4.6.6.3- l'aptien

C'est un niveau argileux encadré de deux bancs de dolomies constituants, ainsi, un bon repère sismique. Son épaisseur moyenne est de 24 m.

II.II.4.6.6.4- l'albien

C'est la nappe aquifère à eau douce, elle est constituée de grés et de sables fins avec 362 m d'épaisseur en moyenne.

II.II.4.6.6.5- le cénomanien

Il est constitué d'alternance d'anhydrite, de marne, de dolomie et de calcaire. La limite albien-cénomanien coïncide avec le passage de séries gréseuses à celles évaporitiques. Son épaisseur est de 147 m.

II.II.4.6.6.6- le turonien

Epaisseur moyenne 112m. Il est composé de calcaire dolomitique argileux et crayeux. Au sommet apparaissent des bancs de calcaires lumachelliques. C'est une nappe aquifère d'eau salée fossile.

II.II.4.6.6.7- le sénonien

Il est constitué de deux types de formation :

II.II.4.6.6.7.1- le sénonien lagunaire

Il a une épaisseur moyenne de 315 m, la partie inférieure présente des bancs massifs de sel avec des traces d'anhydrites. La partie supérieure est composée essentiellement de marne, d'anhydrite et de dolomie.

II.II.4.6.6.7.2- le sénonien carbonate

Il est composé de calcaire, de dolomie et d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 107 m.

II.II.4.6.6.8- le cénozoïque

II.II.4.6.6.8.1- l'éocène

D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques nummulites avec parfois des rognons de silex.

II.II.4.6.6.8.2- mio-pliocène

C'est le recouvrement continental essentiellement sableux, d'une épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

- LE RESERVOIR DANS LE CHAMP DE HASSI-MESSAOUD

Le réservoir est de type granulaire, il est représenté par un anticlinal érodé au sommet et constitué par les séries gréseuses suivantes : la lithozone R3, la lithozone R2 et la lithozone Ra, qu'on a expliqué auparavant.

Le réservoir gréseux de hassi-messaoud est constitué essentiellement de quartz, il est généralement accompagné d'autres minéraux parmi lesquels les plus courants sont : les silicoaluminates qui se divisent en deux groupes :

- **Les phyllo silicates** : argiles et micas ;
- **Les lictosilicates** : feldspaths.

Dans le groupe des phyllo silicates, on rencontre différents minéraux dont les principaux sont le silicium, l'aluminium, le fer et le magnésium.

Généralement l'argile dominante dans les réservoirs argileux est liée à la chlorite et la kaolinite. D'autres minéraux, présents généralement en plus faibles concentrations accompagnent le quartz, les argiles et les feldspaths, tels que les carbonates, calcite, dolomie, sidérite.

II.5- CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR

La roche cambrien constitue le réservoir imprégné d'huile de HASSI-MESSAOUD, la roche couverture étant formée par des couches salifères et argileuses du trias.- Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de 3380 m. Etant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahie une partie du réservoir principale Ra ;

Le réservoir constitué de grés anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres d'épaisseur, présente des bonnes caractéristiques petrophysiques et est la plus productrice du réservoir cambrien situé entre 3300m et 3500m de profondeur ;

Les caractéristiques des fluides de la roche :

huile légère ;

densité moyenne : $d_m = 0.8$;

PG est variable entre 120 Kgf/cm² à 400 Kgf/cm² ;

température du gisement : TG = 118°C ;

GOR = 219 m³/m³;

le facteur volumétrique de fond : Bo = 1.7 m³/m³ ;

la porosité est faible : $\emptyset = 5$ à 10 % ;

la viscosité $\mu = 0.2$ cpo ;

la perméabilité est très faible : K = 0 à 1 darcy. ;

II.III- POSITION DU PROBLEME

Le but de cette partie du travail est de bien expliciter les problèmes rencontrés lors du forage des puits du champ de Hassi Messaoud en premier lieu et de rechercher, par la suite, les zones à avancement rapide du forage (sans problèmes de pertes de boues) au cours de la traversée des séries triasiques (**Hybroek, 1963 ; Massa et al., 1971 ; Hybroek, 1963**). Ces zones à avancement rapide engendrent un gain de temps et d'argent très appréciable pour le forage des puits. Il s'agit, par la suite de s'assurer que sous ces zones il est possible de rencontrer des réservoirs potentiels en hydrocarbures dans le Cambrien. De ce fait, nous avons été amenés à :

- ***localiser et délimiter ces zones à avancement rapide au cours du forage des formations du Trias ;***
- ***voir si leur délimitation correspond à des réservoirs Cambriens sous-jacents.***

Partant de là, nous avons été amenés à utiliser les schémas paléogéographiques des séries sédimentaires du Cambrien, préalablement établis par les géologues (5 et 6), afin de vérifier si la plupart des réservoirs Cambriens se situent sous ces zones à avancement rapide du forage dans les séries du Trias.

II.IV- DIFFICULTES GEOLOGIQUES

Il est à noter que la phase 8"1/2 de la région Hassi Messaoud est la plus délicate à réaliser, compte tenu des complexités rencontrées. Celles-ci peuvent être résumées comme suit :

- 1/- La diffusion des eaux chlorurées calciques du LD2. Ce problème dépend en grande partie de la durée de réalisation de la phase.
- 2/- Le fluage des argiles du TS2 nécessitant une densité élevée.
- 3/- Problèmes de pertes de circulation dans la base du Trias argileux et dans le Trias Argilo-gréseux.

II.V- ETUDE STATISTIQUE DES PUIITS A PERTES

En effet, les pertes de circulation pendant le forage apparaissent à partir du repère géologique G35 à la base du Trias argilo-gréseux (disparition totale du sel).

D'après une sélection des puits forés dans la région de Hassi-Messaoud (**Boukhalfa, 1997**), il a été montré que pour les secteurs, chacun des puits nécessitait au moins un bouchon de ciment afin de colmater les pertes de boues partielles à travers le TAG.

Pour le cas des pertes totales, il est impératif de poser le tubage 7" au niveau du G35 afin d'éviter d'abandonner le puits. Un tableau récapitulatif par secteur est donné comme suit :

Tableau1 : Virulence des pertes au niveau de Hassi Messaoud

Secteur	Nbre de puits forés	Nbre de puits dont 7'' posé au G35	Taux (%)	Nbre moyen de BC utilisés par puits
OMJ	11	2	18	3,4
OMK	5	1	20	2,8
OML	38	15	39	3,7
OMM	35	7	20	1,5
OMN	39	1	3	2,7
OMO	21	1	5	2,7
OMP	50	29	58	4,3
ONI	11	3	27	3,5
ONM	40	20	50	6,2
MD	36	1	3	2,1
HMD	286	8	28	3,1

Au niveau du champ Hassi Méssaoud, le nombre de bouchons de ciment est de trois. Les secteurs les plus virulents sont : ONM, OMP et OML (Fig.2).

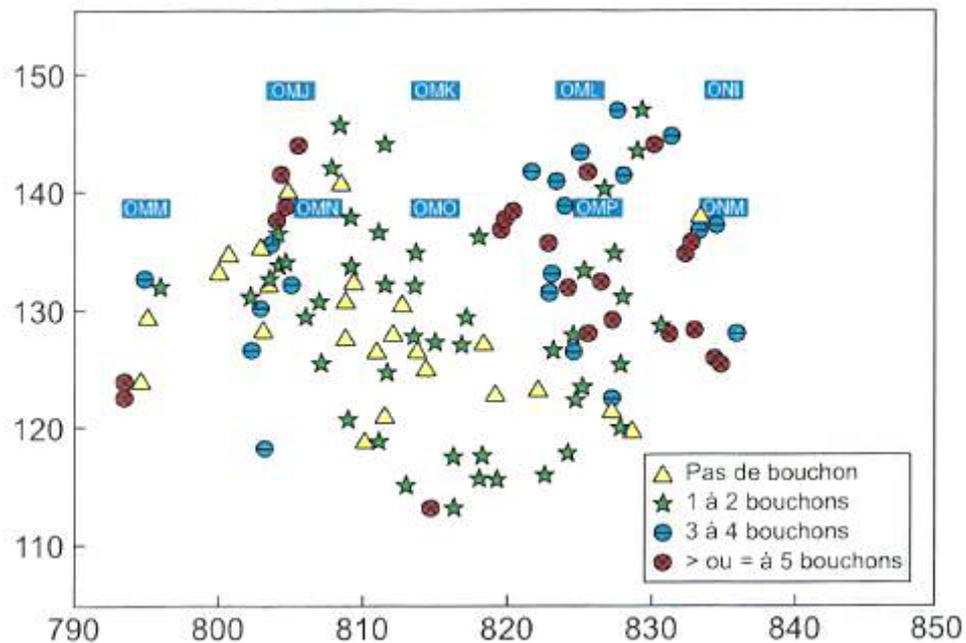


Figure 2 : Répartition des puits forés au niveau de la région de Hassi Messaoud, représentation schématique carte Hassi Messaoud, Sonatrach

II.II.VI- DETERMINATION DES CHENAUX FLUVIATILES A MEANDRES DU T.A.G

On a remarqué que :

- les niveaux à pertes importantes ne boue correspondent à un faciès gréseux (barres fluviatiles sableuses),
- les niveaux sans pertes de boues correspondent à un faciès argileux (plaine d'inondation),
- les niveaux à pertes moyennes en boue correspondent à un faciès silteux (limons de débordement).

Partant de ces observations, on a établi une carte où les différentes zones à pertes importantes de boue et sans pertes de boue, ont été délimitées.

Cette carte montre alors que les zones à pertes importantes présentent des zones lenticulaires analogues aux barres sableuses fluviatiles. Ainsi, nous venons donc d'établir, grâce à ces données de forage, une carte paléogéographique qui permet de reconstituer, d'une manière globale, un réseau fluviatile où se côtoient les trois faciès principaux sus-cités.

Cette carte nous permet donc de repérer les zones à avancements rapides du forage dans le Trias.

Afin de délimiter les barres sableuses et les plaines d'inondations au niveau de la zone à pertes du Trias argilo-gréseux, on a considéré, sur la carte, trois cas (Fig.3) :

- le cas des puits à pertes virulentes (en marron),
- le cas des puits à pertes moyennes (en jaune),
- et le cas des puits sans pertes (en bleu).

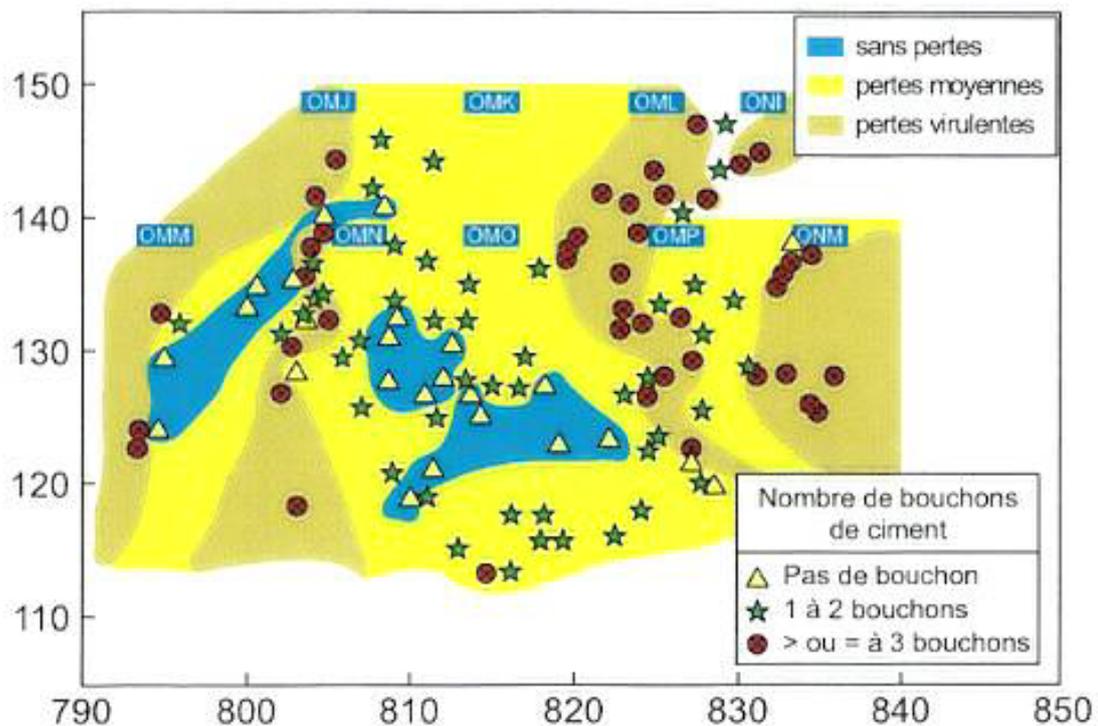


Figure 3 : Détermination des chenaux fluviatiles à méandres, représentation schématique carte Hassi Messaoud, Sonatrach

On a constaté la présence de deux plaines d'inondations :

- l'une située dans la partie centrale du champ de Hassi Messaoud, orientée selon un axe Nord-Sud, à lithologie silteuse ou argilo-silteuse (en jaune sur la carte) où l'on observe un avancement assez rapide du forage, et des pertes moyennes en boues, comportant aussi des zones bien individualisées (en bleu), très argileuses et de formes grossièrement circulaires, au sein desquelles les pertes de boues sont absentes et un avancement très rapide du forage,

- l'autre d'extension plus restreinte, orientée elle aussi selon un axe Nord Sud, se situe dans la partie Est du champ.

Ces deux plaines d'inondations sont séparées par un chenal important, à dominante gréseuse (coloré en marron sur la carte) et orienté lui aussi selon un axe Nord-Sud.

II.II.VII- LOCALISATION DES SEQUENCES PRODUCTRICES (PALEOGEOGRAPHIE)

Après avoir déterminé les zones à avancement rapide du forage, il est intéressant de localiser les niveaux producteurs du Cambrien sous-jacents.

Pour cela, deux méthodes d'analyse des faciès ont été utilisées (**Ait Salem, 1995 ; 1993**):

- La première méthode est consistée à identifier l'allure de la réponse diagraphique des roches.

- La deuxième méthode consiste à étudier la répartition des lithofaciès et à relever les structures sédimentaires à partir des carottes. Cette méthode est plus précise que la première et serait utile pour les puits carottés comme c'est le cas à Hassi Messaoud.

L'analyse des litho faciès sur des profils verticaux a paru insuffisante, elle doit être complétée par une analyse des éléments architecturaux tels que les chenaux, les barres et formes de couches, les dépôts par accrétion latérale, les dépôts de coulées gravitaires, les dépôts de pro gradation vers l'aval des corps sableux tabulaires à laminations et les limons de débordements.

Nous avons choisi comme exemple d'étudier le secteur ayant pour coordonnées [Y ∈ 130-120] et [X ∈ 810-80] des puits MD 50, MD110, MD13, MD147.

Après avoir superposé les deux cartes paléogéographiques, du Trias et du Cambrien, nous avons pu constater que les puits MD50, MD110, MD13, MD147, situés sous les zones à avancements rapides du forage pendant la traversée du Trias (zone sans pertes de boue), sont producteurs au niveau des para séquences suivantes :

- paraséquences G, F, E, D, C, B et A pour le sondage MD 50
- paraséquence A, pour le sondage MD110
- paraséquences E, D, C, et A pour le sondage MD 13
- paraséquences D, C et A pour le sondage MD147

II.II.IV- CONCLUSION

L'objectif de cette étude était de repérer les zones à avancement rapide et lents des forages au cours de la traversée des séries sédimentaires du Trias, afin d'en établir les cartes de répartition; cette opération nous a permis de remarquer que :

- Les zones à avancement rapides des forages correspondent aux secteurs sans pertes de boue, c'est à dire au faciès argileux de la plaine d'inondation,
- Les zones à avancements peu rapides correspondent aux secteurs à pertes importantes en boue, c'est à dire faciès gréseux des barres fluviales.
- Les données de forages (avancements au cours du forage, pertes de boues etc...) ont été combinées aux données de la sédimentologie afin de reconstituer une carte des différentes valeurs de pertes en boue, reflétant ainsi les faciès traversés et permettant alors de reconstituer globalement la paléogéographie du Trias,
- La superposition des deux cartes paléogéographiques relatives au Trias et au Cambrien a permis de constater que sous et à l'aplomb des zones à avancements rapides dans les séries du Trias se trouvent des réservoirs potentiels en hydrocarbures.

Cette façon de procéder est économiquement très rentable puisqu'elle permet d'atteindre des réservoirs cambriens dans un temps très court,

L

La rhéologie (terme proposé par Eugène Bingham en 1928, est la science qui étudie les déformations et les écoulements des corps en fonction des contraintes qui les provoquent.

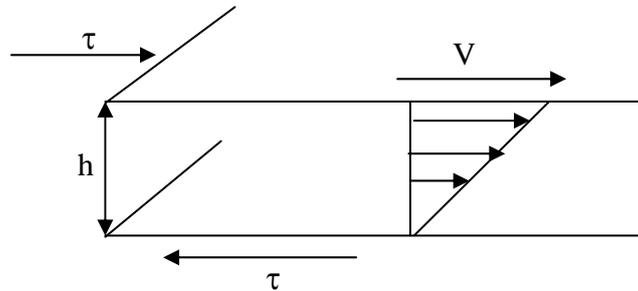
(Blair, 1969; Bingham, E.C. (1916) ; (1979))

La matière soumise à des contraintes se déforme ou s'écoule : la rhéologie s'intéresse à tous les comportements de la matière depuis le comportement parfait élastique de Hooke jusqu'au comportement parfaitement visqueux des liquides de Newton.

La détermination de la relation existante entre la contrainte appliquée et la déformation qui en résulte pour un matériau donné constitue une voie d'accès, privilégiée à des certaines propriétés physiques de ce matériau en caractérisation rhéologique. La procédure la plus directe consiste à remplacer cette relation par une loi linéaire ou non linéaire plus complexe mais ayant une valeur représentative plus large. La rhéologie permet, alors de prévoir le comportement réel à condition de ne pas trop s'éloigner des hypothèses ayant servi à la construction des modèles rhéologiques utilisés.

III.I- DEFINITION

Considérons un élément de volume d'un fluide de hauteur h soumis à une contrainte de cisaillement constante τ . On note $\dot{\gamma} = \frac{v}{h}$ sa vitesse de déformation. Par définition, la loi de comportement d'un fluide est une relation linéaire ou non linéaire reliant la contrainte à la vitesse de déformation.



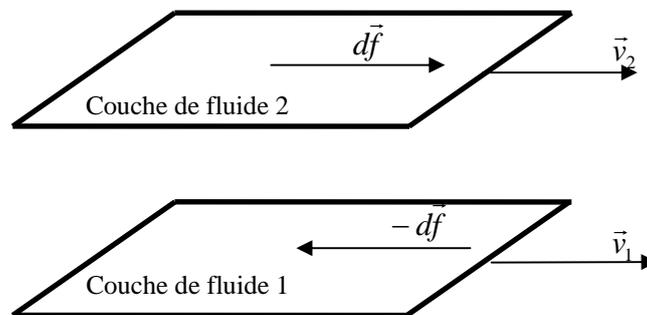
III.II- LA CONTRAINTE DE CISAILLEMENT

La contrainte de cisaillement τ est la grandeur dynamique fondamentale de la rhéologie. Elle représente la force de contact tangentielle exercée sur un élément de surface «infiniment petit » créant ainsi des frottements favorisant le cisaillement des couches de fluide.

$$\tau = \frac{df}{ds} \left[\frac{N}{m^2} \right] \quad (1)$$

avec : df : la projection algébrique de $d\vec{f}$ sur un axe orienté parallèlement au mouvement.

\vec{v}_1, \vec{v}_2 : vitesses des couches de fluide.



III.III- DEFORMATION DE CISAILLEMENT

La déformation d'un corps ou d'un milieu continue résulte de l'action d'une contrainte sur ce milieu.

En effet, cette déformation décrit le mouvement de cisaillement pour lequel les différentes couches du fluide ont des déplacements relatifs les unes par rapport aux autres. (voir figure.1).

Elle est défini par :

$$\gamma = \frac{dx}{dy} \quad (2)$$

avec :

dx : Variation de déplacement

dy : Ecart entre deux couches voisines.

La déformation est une grandeur sans dimension.

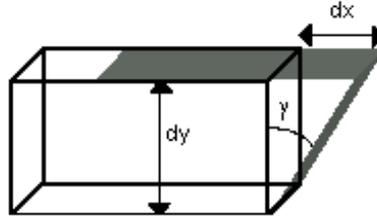


Figure .1 : mise en évidence de la déformation

III.IV- LA VITESSE DE CISAILLEMENT $\dot{\gamma}$

La vitesse de cisaillement ou le taux de cisaillement est le rapport de la déformation de cisaillement par le temps que mette celle ci pour se produire.

$$\dot{\gamma} = \frac{d\gamma}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\frac{dx}{dy} \right] = \frac{d}{dy} \cdot \frac{dx}{dt} = \frac{du}{dy} \quad : \quad [1/s] \quad (3)$$

III.V- LA VISCOSITE

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres.

C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie ; sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différent coefficient de viscosité :

III.V.1- La viscosité dynamique ou apparente η_{app}

C'est le rapport de la contrainte par la vitesse de cisaillement correspondante :

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad \left[\frac{N.s}{m^2} \right] \quad \text{ou} \quad [Pa.s] \quad (4)$$

III.V.2- La viscosité cinématique :

Elle est définie par la relation :

$$\nu = \frac{\eta_{app}}{\rho} \quad [m^2/s] \quad (5)$$

avec : ρ : masse volumique du fluide.

III.V.3- La viscosité relative :

Elle est utilisée souvent dans l'étude des solutions ou des suspensions pour déterminer les influences respectives du soluté et du solvant sur le comportement rhéologique.

$$\eta_r = \frac{\eta_{app}}{\eta_s} \quad (6)$$

où η_s est la viscosité du solvant.

III.VI- CLASSIFICATION DES FLUIDES REELS :

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 fluides(**Eirich, 1958 ; Versan Kok, M. et Alikaya, T., 2004**)

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

III.VI.1- Les fluides indépendants du temps :

Ce sont des fluides pour lesquels la contrainte de cisaillement τ est fonction seulement de la vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}$.

Leur comportement rhéologique est indépendant de la durée d'application de la contrainte. Ce type de fluide est subdivisé en fluide newtonien et non newtonien.

III.VI .1.1- Les fluides newtoniens :

Ils sont caractérisés par l'équation rhéologique d'état :

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma} \quad (7)$$

τ : contrainte de cisaillement $[Pa]$.

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

μ : viscosité dynamique du fluide $[Pa.s]$.

La viscosité dynamique μ est indépendante de la contrainte appliquée et du temps.

III.VI.1.2- Les fluides non newtoniens :

Ce sont tous les fluides pour lesquels la relation entre la contrainte de cisaillement τ et la vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}$ n'est pas proportionnelle.

Les raisons du caractère non newtonien d'un fluide sont liées à la taille de particules, leurs concentrations 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 suspensions colloïdales.

Ils sont caractérisés par la relation générale :

$$\tau = \mu_a \dot{\gamma} \quad (9)$$

avec μ_a : la viscosité apparente dépendant de la vitesse de déformation [$Pa.s$]

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

- Les fluides sans contrainte seuil d'écoulement.
- Les fluides à contrainte seuil d'écoulement.

III.VI.1.2.1- Les fluides sans contrainte seuil :

Le comportement des fluides sans seuil d'écoulement est décrit par la plus classique des lois d'écoulement proposé par **Ostwald DE Waele (1923,1925)** appelée loi en puissance :

$$\tau = k \dot{\gamma}^n \quad (10)$$

avec :

k : indice de consistance.

n : indice d'écoulement.

- Si $0 < n < 1$ ces fluides présentent un comportement rhéofluidifiant ou pseudo plastique. Dans ce cas la viscosité apparente de tel fluide décroît lorsque la contrainte de cisaillement s'accroît.

Parmi les fluides présentant ce type de comportement on peut citer les colles, les ciments, les polymères fondus, le savon, les suspensions détergents, certains peintures.

Le comportement rhéologique de ce type de fluide peut s'expliquer en admettant que les molécules ou les unités structurales s'alignent progressivement dans le sens d'écoulement au fur et à mesure que la vitesse de cisaillement augmente.

L'accroissement de la vitesse de cisaillement peut provoquer la rupture des liaisons intermoléculaire et donc une diminution des interactions moléculaire ce qui justifie la diminution de la viscosité apparente.

- Si $n > 1$ le fluide est dit dilatant ou rhéoépaississant. Ils sont caractérisés par une augmentation de la viscosité apparente avec la vitesse de cisaillement. On le rencontre généralement dans le cas de dispersions très concentrées, des solutions d'amidon....

- Si $n = 1$ on retrouve le cas de fluide newtonien avec $k = \mu$.

III.VI.1.2.2- Les fluides à contrainte seuil :

Ce type de fluide ne s'écoule que lorsque les contraintes exercées dépassent une certaine valeur appelée seuil d'écoulement τ_c (figure.2).

Parmi ces fluides on cite quelques-uns dans l'industrie agro-alimentaire, tel que la mayonnaise, la moutarde, le chocolat, la margarine, ainsi que dans l'industrie chimique pétrolière tels que les peintures à huile, la pâte à papier, certains suspensions de particules solides, les boues de forage.

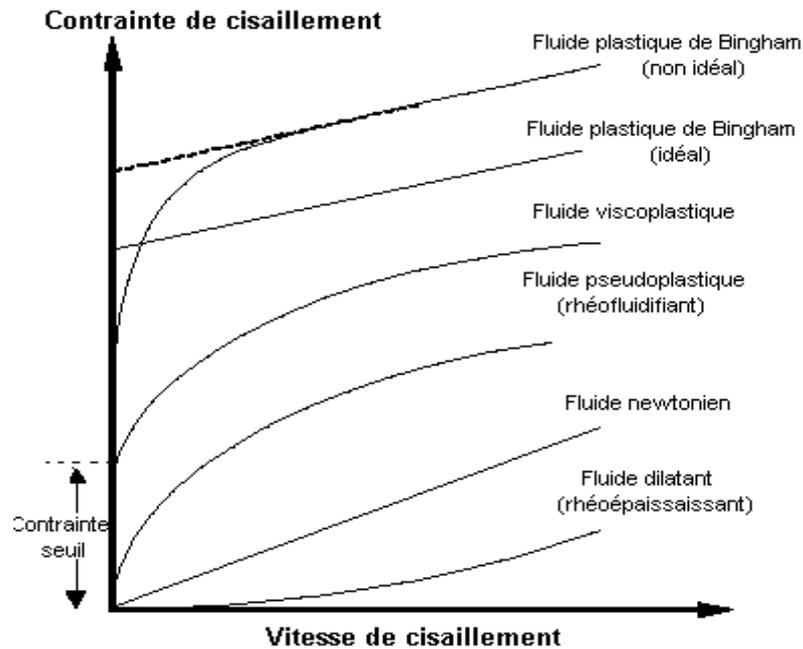


Figure 2 : Identification des différentes courbes d'écoulement en se

Plusieurs lois rhéologiques sont utilisées pour décrire le comportement de ce type de fluides.

Loi de Bingham, 1922 :

$$\tau = \tau_c + \mu_p \dot{\gamma} \quad \text{si } \tau > \tau_c \quad (11)$$

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

τ_c : contrainte seuil [Pa].

μ_p : viscosité plastique [Pa.s].

Loi de Casson, 1929:

$$\tau^{1/2} = \tau_c^{1/2} + (\mu_\infty \dot{\gamma})^{1/2} \quad (12)$$

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

τ_c : contrainte seuil [Pa].

μ_p : viscosité plastique [Pa.s].

Loi de Hershel Bulkley, 1926 :

$$\tau = \tau_c + k\dot{\gamma}^n \quad (13)$$

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

avec :

τ_c : contrainte seuil [Pa].

k : indice de consistance

n : indice d'écoulement.

Loi de Robertson stiff :

$$\tau = k(\dot{\gamma}_0 + \dot{\gamma})^n \quad (14)$$

$\tau_s = k\dot{\gamma}_0^n$: seuil d'écoulement

k : indice de consistance.

n : indice d'écoulement.

Loi de Sisko :

$$\tau = \mu_0 \dot{\gamma} + k\dot{\gamma}^n \quad (15)$$

μ_0 : viscosité à faible cisaillement.

Loi de casson généralisée, 1987 :

$$\tau = \tau_c + \mu_\infty \dot{\gamma} + k\dot{\gamma}^n \quad (16)$$

μ_∞ : viscosité à cisaillement infini.

Ce dernier est un modèle à quatre paramètres décrivant le comportement de fluides viscoplastiques. Il représente une généralisation de loi de Casson classique traduisant ainsi le comportement initial du fluide et à fort taux de cisaillement.

A moins que la plupart des modèles classiques à deux ou trois paramètres dont on a cité quelques uns auparavant ne sont valables que dans une petite gamme de vitesse de cisaillement. Ils sont généralement insuffisants pour décrire le comportement des fluides complexes dans des intervalles de cisaillement plus larges.

D'où la nécessité d'utiliser des modèles plus complexes faisant intervenir quatre paramètres : les viscosités à gradient de vitesse nul μ_0 et infini μ_∞ , un indice de puissance et un taux de cisaillement critique.

En effet, trois domaines caractérisent le comportement non newtonien : deux extrêmes à très faible et très fort cisaillement avec des viscosités constantes μ_0 et μ_∞ respectivement et une zone intermédiaire entre ces deux domaines de comportement rhéofluidifiant dans laquelle la viscosité diminue progressivement de μ_0 à μ_∞ .

Les trois domaines définis ci dessus correspondent à des situations d'écoulement distinctes : pour les faibles gradients de vitesse les effets de cisaillement sont négligeables par rapport à ceux induits par le mouvement d'agitation des particules, pour les gradients élevés, les effets de cisaillement sont prépondérants et dans la zone intermédiaire les effets de cisaillement et d'agitation sont comparables.

Ces modèles sont issus de la théorie des milieux effectifs.

III.VII- DIFFERENTES INTERACTIONS EXISTANTES ENTRE LES PARTICULES :

Lorsque la fraction volumique occupée par les particules est importante, des effets de perturbation apparaissent en raison des interactions entre les particules, et une augmentation de la viscosité est marquée lorsque la concentration est grande.

Différents types de forces interviennent entre les particules.

- Les interactions hydrodynamiques provenant de la simple présence des particules au sein de la suspension.
- Les interactions browniennes liées à l'agitation thermique, elles se transmettent des molécules du milieu suspendant aux particules.
- Des forces de Van der waals, électrostatiques et des effets stériques peuvent également intervenir, mais généralement pour des systèmes colloïdaux.

En pratique les suspensions sont composées de particules de différentes tailles et de différents types. L'évaluation de la viscosité est alors difficile et dépend de la forme ou de la distribution granulométrique des particules.

III.VIII- MODELES ISSUS DE LA THEORIE DES MILIEUX EFFECTIFS (MODELE EN STRUCTURE) :

Théorie en présence :

Les bases de la théorie des milieux effectifs se reposent sur les travaux **d'Einstein (1906,1911)**. Il est le premier à avoir étudié la variation de la viscosité en fonction de la fraction volumique de la phase dispersée tenant compte des hypothèses de travail suivantes :

- Les particules sont supposées sphériques rigides (non déformables),
- La phase continue ou suspendue est considérée newtonienne et incompressible,
- La fraction volumique des particules est faible afin de négliger les interactions hydrodynamiques entre sphères,
- Pas de glissement du fluide à la surface des sphères.

Il propose l'expression de la viscosité suivante :

$$\mu = \mu_0(1 + 2.5\phi) \quad (17)$$

μ : viscosité de la suspension.

μ_0 : viscosité de la phase suspendante.

ϕ : fraction volumique des particules.

Cette équation n'est valable que pour des faibles concentrations généralement inférieures à 2%, ce qui limite son domaine d'application.

D'où pour une meilleure description du comportement des suspensions concentrées et échapper aux hypothèses imposées par la loi d'Einstein, de nombreux travaux ont été menés dans cette voie faisant intervenir des termes en ϕ^2 dans l'équation d'Einstein pour tenir compte des effets d'interaction entre les paires de particules.

En 1942 M. De Bruijn prend en compte la perturbation hydrodynamique due à la présence d'autres particules, il obtient une expression de la viscosité de la forme :

$$\mu = \frac{\mu_0}{(1 - 2.5\phi + 1.552\phi^2)^2} \quad (18)$$

En 1951, Mooney introduit la théorie des milieux effectifs en appliquant l'équation d'Einstein pour des fractions volumiques maximales (ou dite de Packing) pour la phase dispersée.

Cette théorie se repose sur le principe que chaque particule «voit» autour d'elle un fluide homogène dont la viscosité dépend de la concentration en particules.

Il introduit aussi la notion d'effet d'encombrement pour interpréter les interactions entre particules en calculant un facteur d'encombrement k_e .

Il propose une expression de la viscosité de la forme :

$$\mu = \mu_0 \exp\left[\frac{[\mu]\phi}{1 - k_e\phi}\right] \quad (19)$$

μ_0 : viscosité de la phase continue.

ϕ : fraction volumique.

k_e : facteur d'encombrement.

$k_e = \frac{1}{\phi_m}$ avec ϕ_m : fraction volumique du packing.

$[\mu]$: facteur de structure.

En 1952, Roscoe considère des suspensions concentrées de sphères uniformes formant des amas particulières poly disperses, en suivant l'argument de Vand sur les doublets de collisions, il obtient l'équation de la viscosité suivante :

$$\mu = \mu_0(1 - 1.35\phi)^{-2.5} \quad (20)$$

Durant la même année également, Saito tient compte de la mise en rotation des particules flexibles dans une suspension diluée, et approxime l'équation de Navier Stokes en négligeant une partie des termes inertiels tel que :

$$\frac{\partial p}{\partial x_i} = \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 u_i \quad (21)$$

$$\sum \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0$$

Il obtient l'expression de la viscosité :

$$\mu = \mu_0(1 + k_1\phi + 3.75\phi^2) \quad (22)$$

Certains auteurs faisant intervenir un coefficient (k_h) appelé de Huggins de telle façon à écrire le terme quadratique sous la forme $k_h(2.5\phi)^2$.

En 1959, Daugherty et Krieger reprennent l'approche théorique de Mooney et considèrent que le facteur d'encombrement ne s'applique qu'à la deuxième suspension ajoutée, et la valeur de la viscosité doit être indépendante de l'ordre d'addition, ils proposent une équation de la viscosité de la forme :

$$\mu = \mu_0 \left(1 - \frac{\phi}{\phi_m}\right)^{[\mu]\phi_m} \quad (23)$$

ϕ_m : fraction volumique du packing.

$[\mu]$: facteur de structure.

Tenant compte du comportement non newtonien du fluide en considérant une variation de la viscosité en fonction de la vitesse de cisaillement.

Ils proposent une expression de la forme :

$$\frac{\mu - \mu_\infty}{\mu_0 - \mu_\infty} = \left(1 - \frac{\tau}{\tau_c}\right)^{-1} \quad (24)$$

En 1965, Cross se base sur une approche chimique selon laquelle le caractère non newtonien du fluide est lié à un ensemble de réactions chimiques réversibles qui se traduisent par l'association et la dissociation de groupes macromoléculaires ou d'agrégats. Il propose une expression de la forme :

$$\frac{\mu - \mu_\infty}{\mu_0 - \mu_\infty} = [1 + (\lambda\dot{\gamma})^p]^{-1} \quad (25)$$

λ : temps caractéristique (s)

p : paramètre caractéristique du fluide étudié.

En 1966, **Williams Carreau** propose une expression sous la même forme que celle de Cross :

$$\frac{\mu - \mu_{\infty}}{\mu_0 - \mu_{\infty}} = \left[1 + [(\lambda \dot{\gamma})^p] \right]^{-1} \quad (26)$$

En 1972, **Batchelor et Green** tiennent compte des interactions hydrodynamiques de doublets de particules en absence du mouvement brownien pour des suspensions semi diluée de particules sphériques mono dispersées dans un fluide newtonien, ils obtiennent que la dépendance de la viscosité en fonction de la fraction volumique fait intervenir un coefficient de Huggins égal à 1.2.

En 1977, **Batchelor** introduit les effets du mouvement brownien dans le calcul de la viscosité. Il obtient un coefficient de Huggins égal à 1.

Durant la même année, **Quemada** propose une relation de la viscosité en fonction de la fraction volumique $\mu(\phi)$ fondée sur le principe de dissipation minimal d'énergie.

Il obtient l'expression :

$$\mu = \mu_0 \left(1 - \frac{\phi}{\phi_m} \right)^{-2} \quad (27)$$

ϕ_m : fraction volumique du packing.

L'année suivante (**Quemada 1978, Quemada et al. 1987**) il étend son modèle newtonien au domaine non newtonien, il obtient l'équation :

$$\frac{\mu}{\mu_{\infty}} = \left[\frac{1 + (\lambda \dot{\gamma})^p}{\chi + (\lambda \dot{\gamma})^p} \right]^{-2} \quad (28)$$

avec :

$$\chi = \sqrt{\frac{\mu_{\infty}}{\mu_0}}$$

Cette liste non exhaustive des différents modèles rhéologiques newtoniens et non newtoniens a permis de suivre l'évolution des idées dans cette matière.

Dans la suite nous allons déterminer les paramètres caractéristiques pour différents modèles rhéologiques classiques et structuraux.

III.VIII.1- FLUIDES DEPENDANT DU TEMPS

Le comportement des fluides dépendants du temps est caractérisé par l'évolution de leur structure interne. Cette modification peut être très rapide, dans ce cas le temps n'intervient pas de manière apparente dans les équations d'écoulement et la viscosité apparente est fixée uniquement pour une valeur donnée de la contrainte ou de la vitesse de cisaillement. Par contre si la modification de la structure interne du fluide est lente, les caractéristiques de l'écoulement du fluide seront influencées par les traitements antérieurs et la viscosité apparente dépendra dans ce cas d'un autre paramètre : « le temps »

On distingue deux catégories dans ce type de fluide :

- Les fluides thixotropes,
- Les fluides rhéopexes.

III.VIII.2- LES FLUIDES THIXOTROPES

Ce sont des fluides dont la viscosité est une fonction décroissante de la durée de l'écoulement (**Kebir, 1992**). Cette diminution de la viscosité est due à la destruction progressive de sa structure tridimensionnelle.

La thixotropie est un processus réversible : après suppression du cisaillement et un temps de repos suffisant, la structure initiale se régénère graduellement. Ainsi, lorsqu'on effectue une expérience de charge (cisaillement croissant) suivie d'une décharge (cisaillement décroissant) et on trace les deux rhéogrammes dans un même système d'axes, on obtient deux courbes : la courbe de retour est toujours en dessous de la courbe d'aller (figure.3).

Les fluides thixotropes sont assez répons dans la nature. A titre d'exemple on peut citer certaines solutions huileuses, les solutions de méthylcellulose, les boues de forage et certaines émulsions...

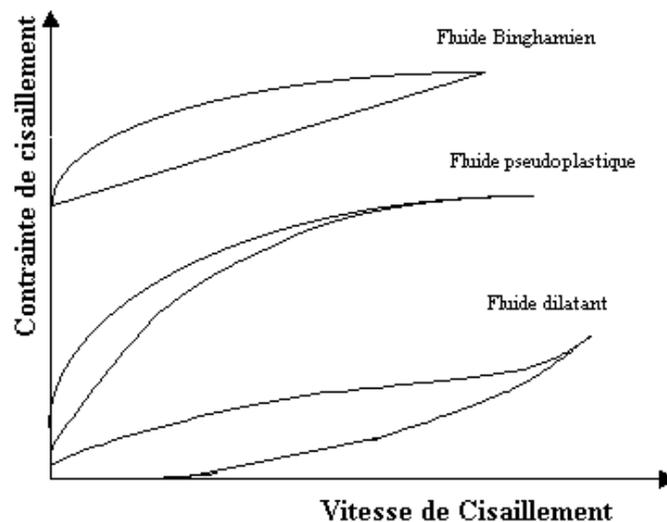


Figure 3 : Boucles d'hystérésis de fluides thixotropes

III.VIII.3- FLUIDES RHEOPEXES

Cette catégorie de fluides présente un comportement contrairement aux fluides thixotropes. Lorsqu'ils sont soumis à un faible cisaillement leurs structures interne s'organisent et donc une augmentation de la viscosité.

III.VIII.4- FLUIDES VISCOELASTIQUES

Tous les matériaux pressentent, à degrés divers, des propriétés viscoélastiques.

La mise en évidence de telles propriétés s'effectue par des expériences où, la sollicitation mécanique est variable avec le temps. Les résultats de telles expériences sont appelées fluage dans le cas d'une sollicitation en contrainte (figure .4) ou relaxation dans le cas d'une sollicitation en déformation (figure.5).

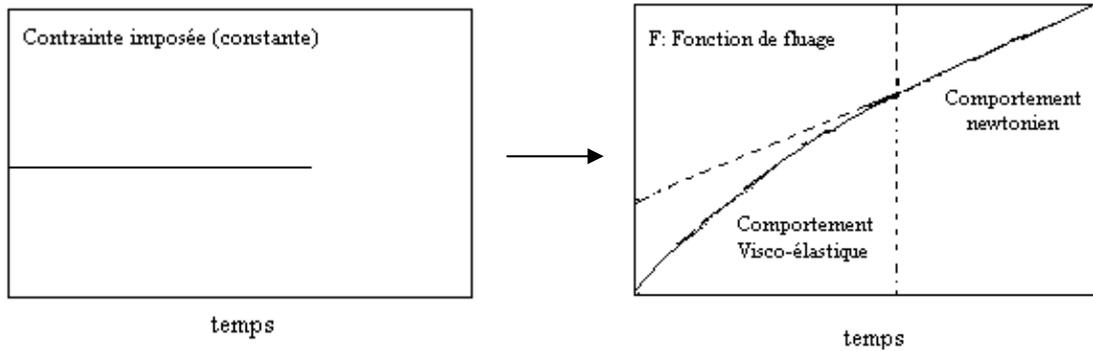


Figure 4 : Expérience de fluage (contrainte imposée) Grossiord J.L., et al. (1992)

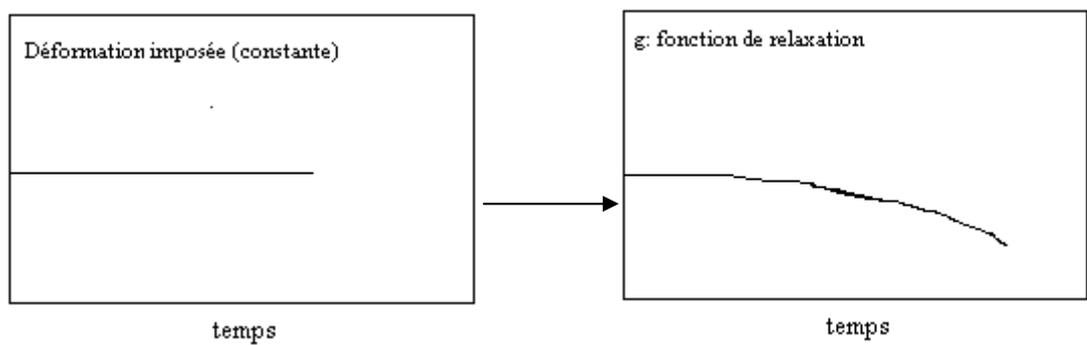


Figure 5 : Expérience de relaxation (déformation imposée), Grossiord J.L., et al. (1992)

Le liquide viscoélastique linéaire le plus simple est celui de Maxwell. Il est symbolisé par le modèle mécanique (figure 6) et est représenté mathématiquement par l'équation rhéologique suivante :

$$\dot{\gamma} = \frac{\tau}{\eta} + J \frac{d\tau}{dt} \quad (29)$$

où J est le coefficient de complaisance élastique.

Le solide viscoélastique linéaire le plus simple est celui de Kelvin-Voigt (fig.6).

Il est représenté mathématiquement par :

$$\tau = \eta \frac{d\gamma}{dt} + \frac{1}{J} \gamma \quad (30)$$

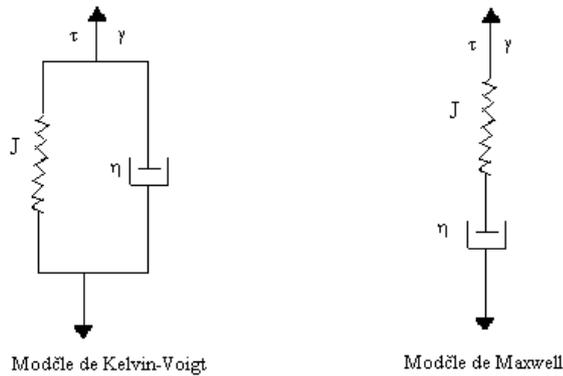


Figure 6 : Représentation mécanique des modèles de Kelvin-Voigt et de

En regroupant en série ou en parallèle deux ou plusieurs éléments linéaires (ressort ou amortisseurs) on pourra concevoir des corps viscoélastiques complexes. On peut également ajouter à cette complexité, le phénomène de la plasticité, en incorporant des patins frotteurs.

III.IX- PRESENTATION DE LA METHODE DE CALCUL POUR LA DETERMINATION DES PARAMETRES RHEOLOGIQUES DES MODELES UTILISES

Pour la suite du travail, la détermination des paramètres rhéologiques des différents modèles utilisés pour la modélisation du comportement rhéologique des suspensions polymériques, bentonitiques et complexes (fluides de forage), on a utilisé la méthode d'optimisation basée sur une régression non linéaire appelée Levenberg Marquart, **Boumahrat et al. 1993, Algorithmes Numériques 1980**. Cette méthode présente l'avantage de condenser les deux algorithmes de Newton et du Gradient en un seul et converge même pour un estimé initial mal choisi.

Soit $\vec{x} = \langle x_i \rangle_{i=1,m}$ le vecteur des m paramètres à optimiser et n_e ($n_e > m$) paires de

points expérimentaux (x_i^e, y_i^e) pour $i = 1, n_e$.

Soit y_i^c valeur calculée par une fonction f des paramètres \vec{x} et de x_i^e :

$$y_i^c = f(\vec{x}, x_i^e) \quad (31)$$

On note E_i l'erreur absolue sur y_i^e :

$$E_i = y_i^e - y_i^c \quad (32)$$

L'erreur au sens des moindres carrés S est donc :

$$S = \sum_{i=1}^{n_e} E_i^2 \quad (33)$$

Le problème consiste à déterminer le vecteur optimal \bar{x} qui minimise S .

L'algorithme calcule une suite de vecteur $\bar{x}_r (r=1,2,\dots)$ à partir d'un vecteur initial \bar{x}^0 suite qui converge vers \bar{x}^* . Le vecteur \bar{x}^{r+1} est calculé à partir d'un vecteur précédent \bar{x}^r par l'équation suivante:

$$\bar{x}^{r+1} = \bar{x}^r - \left[[J^r] [J^r] + \gamma^r [I] \right]^{-1} [J^r] \bar{E}^r \quad (34)$$

où γ^r est un paramètre scalaire et \bar{E}^r le vecteur erreur $\langle E_1, E_2, \dots \rangle$ à l'itération r .

La matrice $[I]$ est la matrice identité d'ordre m et $[J]$ est la matrice jacobienne d'ordre $n_e \times m$ dont l'élément J_{kl} à l'itération r est:

$$J_{kl}^r = \left. \frac{\partial E_k}{\partial x_l} \right|_{\bar{x}=\bar{x}^r} \quad k = 1, \dots, n_e; l = 1, \dots, m \quad (35)$$

Remarque : lorsque la fonction f est connue explicitement, la matrice jacobienne $[J]$ l'est aussi ; dans le cas contraire, $[J]$ est évaluée par une méthode des différences finies.

Marquardt a montré qu'il existe toujours un scalaire γ^r suffisamment grand tel que:

$$S^{r+1} < S^r$$

ainsi il est clair que l'algorithme est convergent même pour une valeur mal choisie de \bar{x}^0 .

L'étape itérative est la suivante:

Etape 1 :

on choisie arbitrairement le scalaire γ^0 et un paramètre $u > 1$; soit par exemple $\gamma^0 = 0.01$ et $u = 10$

Etape 2 :

soit $T(\gamma^r)$ et $T(\frac{\gamma^r}{u})$ les valeurs de S^r lorsque γ^r et $(\frac{\gamma^r}{u})$ sont utilisés dans l'équation

4 à l'itération $(r-1)$, on calcule $T(\gamma^r)$, $T(\frac{\gamma^r}{u})$ et S^{r+1}

Etape 3 :

- a) si et $T\left(\frac{\gamma^r}{u}\right) < S^{r+1}$ alors $\gamma^{r+1} = \frac{\gamma^r}{u}$
- b) si $T\left(\frac{\gamma^r}{u}\right) > S^{r+1}$ et $T(\gamma^r) < S^{r+1}$ alors $\gamma^r = \gamma^{r+1}$
- c) si $T\left(\frac{\gamma^r}{u}\right) > S^{r+1}$ et $T(\gamma^r) > S^{r+1}$ alors on multiplie γ^r par des puissances entières successives n de u jusqu'à ce que $T(\gamma^r u^n) < S^{r+1}$ et alors $\gamma^{r+1} = \gamma^r u^n$

Etape 4 : test de convergence :

- a) soit $\|x_i^{r+1} - x_i^r\| < \varepsilon \quad \forall i$
- b) soit $\|S^{r+1} - S^r\| < \varepsilon \quad \forall i$

s'il n'y a pas de convergence, r est incrémenté de 1 et on retourne à 2.

La précision faite entre les valeurs expérimentales et les valeurs théoriques du modèle est donnée par le calcul du coefficient de dispersion :

$$D(\%) = 1/N \left\langle \sum_{i=1}^N \left(\frac{\tau_{mes} - \tau_{théo}}{\tau_{mes}} \right)^2 \right\rangle^{1/2} \cdot 100 \quad (36)$$

où N étant le nombre de points expérimentaux.

III.X-CONCLUSION

Ce chapitre a été consacré à la présentation de l'ensemble des notions rhéologiques de base.

Une classification des différents types de fluides a été donnée.

On a également présenté les différents modèles rhéologiques classiques et structuraux issus respectivement des approches phénoménologiques et structurales.

On a donné un aperçu sur les fluides dépendants du temps (Thixotropes et Rhéopexes) et l'intérêt qu'ils acquièrent dans l'industrie.

Une partie de ce chapitre a été réservée à la présentation de la méthode d'optimisation utilisée pour la détermination des paramètres rhéologiques pour la suite du travail concernant la caractérisation rhéologique des systèmes complexes.

L

e fluide de forage, qui à l'origine était considéré uniquement comme un véhicule de transport de débris de forage jusqu'en surface est maintenant reconnu comme étant un des facteurs majeurs pour le succès d'une opération de forage. La réussite du forage d'un puits de pétrole et de gaz dépend principalement des paramètres des fluides de forage (dites boues de forage), le choix d'une boue adéquate aux particularités spécifiques des terrains traversés et aux conditions géologiques permet non seulement d'augmenter le rendement des appareils de forage, de colmater ces terrains contre les pertes de boue, mais aussi d'éviter l'endommagement (colmatage) des couches productrices ce qui donnera une meilleure productivité du puits.

IV- INTRODUCTION

Le déroulement normal des opérations de forage du champ de Hassi Méssaoud et précisément celui de la phase 8"1/2 est très souvent interrompu par plusieurs problèmes dont les plus prononcés sont:

- la rencontre des formations argileuses gonflantes ;
- la contamination de la boue ;
- la perte de boue par l'infiltration de cette dernière à travers les parois poreuses.

En effet, ces problèmes peuvent imposer un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible et peuvent conduire à la perte du puits. Cependant, la complexité du forage de cette phase est liée étroitement en premier lieu à la qualité du fluide utilisé. Ce dernier assure plusieurs fonctions qui dépendent de ses propriétés rhéologiques. C'est pour cela, qu'une très grande attention est prise pour l'amélioration de ces caractéristiques par l'ajout de plusieurs additifs de base tel que les « polymères » (**Chiang, 1977 ; Fritzsche, 1943 ; Ito, 1974 ; Bacon, 1968 ; Nietski,**

1978 ; Lightfoot, 1863 ; Lethby, 1962 ; Yasin, 1935 ; Menetrier, 1971 ; Mohilner, 1962).

Dans ce contexte, il nous a été proposé l'étude du comportement rhéologique des polymères et leur utilisation comme agent viscosifiant dans les boues salées saturées pour le forage de la phase 8''½ de la région de Hassi Méssaoud.

En première étape, nous nous sommes intéressés à la caractérisation physico-chimique des échantillons prélevés du Trias Argileux Gréseux du puits O.M.P 143 et à l'étude des performances des polymères dans deux milieux différents (eau distillée et eau salée saturée).

En deuxième étape, nous avons effectué une substitution de certains constituants de la boue conventionnelle (utilisée sur chantier pour le forage de la phase 8''1/2) par ces polymères. Les essais expérimentaux entrepris au laboratoire sur la boue conventionnelle et sur les trois formulations consistent:

- la caractérisation rhéologique des différents systèmes ;
- la modélisation de leur comportement rhéologique ;
- la caractérisation rhéologique de ces systèmes après leur contamination à différentes concentrations par les solides de la formation.

Enfin, on a déterminé le pourcentage de colmatage pour chaque formulation et ce avant et après leur contamination à différentes concentrations afin d'évaluer leur impact sur la roche étudiée.

IV-A-

CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DU TRIAS ARGILEUX GRESEUX

Les argiles, très répandues dans la nature, se rencontrent fréquemment dans les réservoirs pétroliers. Elles constituent le plus souvent la couverture étanche du réservoir. Dans celui-ci, elles peuvent apparaître soit sous forme de lamination, soit dispersées dans la roche. Elles tendent à réagir avec les fluides circulant dans le gisement, compliquant l'interprétation des mesures sur puits, affectant l'efficacité de la récupération de l'huile et causant le rétrécissement des puits suite au gonflement des roches sous l'action du filtrat de la boue. Dans ce chapitre, le but de notre travail a été de déterminer la composition minéralogique du Trias Argileux Gréseux de la phase 8''1/2 de la région HMD et plus particulièrement celle des argiles et de caractériser la réactivité de ces dernières. Pour cela nous avons effectué plusieurs tests.

IV.A.1 ANALYSE PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS X

Une analyse aux rayons X a été effectuée sur des échantillons (poudres) de roches prélevés du Trias Argileux Gréseux de la phase 8'' 1/2 de la région de HMD. L'identification minéralogique de nos échantillons a été effectuée par diffraction X à l'aide d'un diffractomètre « PHILIPS », de type PW 1800, en utilisant une anode de cuivre dont sa longueur caractéristique est de 1,5418 Å.

Cette analyse permet de déterminer la composition minéralogique des échantillons de la roche étudiée, en particulier la fraction argileuse contenue dans la roche qui est en contact avec les fluides de forage.

Les résultats de l'analyse sont donnés dans le tableau 1.

Tableau 1 : Analyse par diffractométrie des rayons X

Ech n°	Côtes (m)	% Minéraux Argileux				% Minéraux non argileux			
		Kao-linite	Illite	Chlorite	Inter-strat	Quar.	Sidér.	Anhye	Halite
1	3255,8	-	3,20	4,40	0,40	45,00	45,00	-	2,00
2	3257,5	-	39,0	26,00	-	35,00	-	-	-
3	3259,4	2,00	16,0	22,00	-	60,00	-	-	-
4	3260,0	31,50	-	13,50	-	55,00	-	-	-
5	3260,4	27,50	2,50	20,00	-	50,00	-	--	-
6	3260,6	8,75	-	26,25	-	65,00	-	-	-
7	3263,5	29,75	1,75	3,50	-	65,00	-	-	-
8	3265,0	3,75	0,75	10,50	-	85,00	-	-	-
9	3265,8	15,75	3,50	15,75	-	65,00	-	-	-
10	3269,8	19,25	3,50	12,25	-	65,00	-	-	-
11	3271,5	4,80	0,80	2,40	-	90,00	-	2,00	-
12	3271,8	13,50	-	16,50	-	70,00	-	-	-
13	3272,3	8,05	-	14,95	-	75,00	-	2,00	-

Le résultat des analyses effectuées sur des échantillons de roches prélevés du Trias de la région de Hassi Messaoud montre essentiellement la présence d'un pourcentage élevé de quartz (de 35 à 90%). La fraction argileuse est constituée principalement de :

- kaolinite, de chlorite ; Par exemple :
 - l'échantillon 4 : 31% de Kaolinite ;
 - l'échantillon 7 : 29,75% de Kaolinite ;
 - l'échantillon 6 : 26,25% de Chlorite ;
 - l'échantillon 2 : 26% de Chlorite.
- et un faible pourcentage d'Illite ; par exemple :
 - l'échantillon 2 : 39%
 - l'échantillon 3 : 16%.

Les argiles de type inter stratifiées sont négligeables à inexistantes. D'autre part, le quartz est quelque fois associé à de l'anhydrite ou à de la sidérite et l'halite (l'échantillon 1).

En conclusion, les argiles présentes ne possèdent pas un caractère gonflant. Elles auraient plus tendance à se disperser et à fluer.

IV.A.2- TESTS DE SUCCION CAPILLAIRE SUR LE FILTRAT DE LA BOUE

Afin de confirmer les résultats des analyses précédentes, une analyse TSC a été effectuée sur des échantillons (poudres) de roches prélevées de la phase 8''1/2 du Trias Argileux Gréseux de la région de HMD.

La méthode TSC évalue les caractéristiques de filtration d'un système aqueux qui utilise la pression de succion capillaire d'un papier filtre poreux (qui simule la porosité de la roche). L'analyse du temps de succion capillaire est effectuée à l'aide d'un instrument qui mesure automatiquement le temps que met le filtrat pour avancer entre des électrodes radialement séparées quand une région fixe de papier de filtre spécial est exposée à la suspension.

Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau 2.

Les valeurs obtenues dans la saumure saturée (NaCl 320 g/l), montrent une dispersion supérieure à celle obtenue dans l'eau distillée. Ces valeurs sont en accord avec la

nature et la proportion des argiles obtenues à partir de la diffractométrie RX, dans le sens où elles ne sont pas très réactives.

Concernant, la dispersibilité de la solution de KCl, les valeurs trouvées confirment l'effet inhibiteur de K^+ , étant donné qu'elles ne sont pas très importantes par rapport aux précédentes (NaCl et eau distillée). Nous pouvons attribuer ce comportement à l'interaction K^+ - structure argileuse (fixation sur les sites d'échange et inhibition).

Tableau 2 : Détermination du temps de succion capillaire

Ech n°	Temps de succion capillaire (s)		
	NaCl (320 g/l)	KCl (60 g/l)	Eau distillée
1	33,7	19,4	20,7
2	52,0	29,5	41,1
3	58,7	35,1	46,9
4	32,2	34,6	43,9
5	50,4	31,7	33,3
6	47,6	22,6	26,7
7	43,1	29,6	30,7
8	35,5	20,8	20,1
9	53,3	29,1	28,1
10	44,6	22,5	23,5
11	30,4	15,4	15,5
12	52,3	22,2	32,6
13	24,3	16,8	17,0

IV.A.3 DETERMINATION DE LA CAPACITE D'ECHANGE CATIONIQUE (CEC)

Lors de la réalisation d'une suspension d'argile dans une solution aqueuse d'électrolytes, une partie des ions "compensateurs" de l'argile migre dans la solution. Ils sont remplacés par les ions "contaminants" venant de la solution. Un équilibre s'établit entre les concentrations des ions en solution et celles des ions fixés sur l'argile. Cette propriété est quantifiée par la CEC caractéristique de chaque type d'argile qui s'exprime généralement en milliéquivalents de cations échangeables rapportés à 100 g d'argile.

Afin de caractériser la réactivité de nos argiles, une mesure de la CEC a été effectuée sur des échantillons de roches prélevés de la phase 8''1/2 du Trias Argileux Gréseux de la région de HMD.

L'agent de dosage utilisé est le chlorure de cobaltohexamine $[Cl_3Co(NH_3)_6]$, qui est un sel jaune orangé dont les solutions aqueuses sont stables plusieurs mois à l'abri de l'air et de la lumière. Les solutions sont dosées par colorimétrie, sur une longueur d'onde de 474 Å, en se référant à une solution étalon.

L'étalonnage est fait à partir d'une solution contenant (0.045 N) de chlorure de cobaltihexamine de densité optique (absorbance) D.O = 1,002 (*). Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau 3.

(*)On procède de la manière suivante :
On sèche l'argile pendant 24 heures à 80°C, puis on prend 2 g de cet échantillon et on le met en contact avec 100 cm³ de la solution titrée (0,045 N). Après un temps de contact d'une heure avec agitation intermittente, la solution est filtrée et l'excès de sel de cobalt est dosé. La densité optique des solutions est mesurée à l'aide d'un spectrophotomètre ultra violet-visible.]

Tableau 3 : Détermination de la capacité d'échange cationique

Ech n°	Absorbance	CEC (meq/100 g)
1	0,893	24,470
2	0,914	19,760
3	0,917	19,090
4	0,951	11,450
5	0,931	15,940
6	0,917	19,090
7	0,883	26,720
8	0,914	19,760
9	0,962	08,980
10	0,912	20,210
11	0,885	26,270
12	0,936	14,820
13	0,883	26,720

D'après les résultats obtenus, on remarque que les échantillons analysés possèdent de faibles valeurs de CEC n'excédant pas 27 meq/100 g (cas de l'échantillon (7) et (13)), la plus faible valeur de la CEC est enregistrée au niveau de l'échantillon (9).

Par ailleurs, la littérature indique que les smectites (dont les montmorillonites) qui sont des argiles gonflantes possèdent des CEC allant de 80 à 120 meq/100 g. On peut donc en conclure que les argiles présentes ne possèdent pas un caractère gonflant.

IV.B-

ETUDE DES PERFORMANCES DES POLYMERES ET L'INFLUENCE DE LA SALINITE

Une très grande attention est prise pour l'amélioration des caractéristiques rhéologiques et de filtration de la boue salée saturée utilisée pour le forage de la phase 8"1/2 de la région de Hassi-Méssaoud par l'ajout de différents additifs appartenant à la famille des polymères.

Le choix du polymère le plus approprié résultera d'études de laboratoire effectuées dans des conditions reproduisant le plus possible les conditions de gisement (pH, température, nature, concentration des sels...) de façon à mieux approcher le cas réel.

(Zaitoun,1983)

De très nombreuses études ont été consacrées à l'étude des propriétés physico-chimiques des polymères en solution car ils présentent trois inconvénients majeurs:

- la sensibilité à la salinité et en particulier une tolérance très limitée aux ions bivalents (Ca,Mg) ;
- la résistance mécanique limitée: (dégradation irréversible au fort gradient de cisaillement) ;
- la stabilité chimique limitée: hydrolyse de la fonction acrylamide induite par la température et le pH.

Cette triple instabilité se traduit toujours par une diminution des propriétés viscosifiantes (sel monovalent) et souvent par l'apparition de séparation de phase (sel divalent). Leur utilisation dans des conditions données nécessite une connaissance de l'influence qualitative et quantitative de la salinité sur le comportement physico-chimique en solution. L'objet du travail expérimental, consiste à l'étude du comportement rhéologique des polymères dans deux différentes conditions :

- dans une eau pure, exemptée de sel (eau distillée) afin de prévoir leur comportement viscosifiant et établir par la suite un modèle rhéologique ;
- dans une eau salée saturée (320 g/l) afin d'examiner l'influence du sel sur le comportement viscosifiant à différentes concentrations du polymère .

IV.B.1 CARACTERISATION DES POLYMERES

Dans les techniques de boues de forage, ces propriétés ont une grande importance, elles font l'objet de nombreux contrôles et décident des traitements à faire subir à la boue pour une bonne conduite de forage. Toutes les conditions dépendent en grande partie des propriétés viscoplastiques, de la valeur de la contrainte seuil et des lois de comportements.

Dans cette partie on s'est proposé d'étudier les performances des polymères comme produits viscosifiants et réducteurs de filtrat dans le système de boue salée saturée. Une grande partie de leurs applications dépend de leurs propriétés viscosifiantes et rhéologiques. Les polymères considérés sont:

POL1 : PAM1040, , pH 6-8, T° fusion : 125.9.

POL2 : AN934, état solide, pH 4-9, T° fusion : 121.9

POL3 : PAM1090, état solide, pH 4-9, T° fusion : 52.09

POL4 : XC, état solide, pH 4-9, T° fusion : 113.18

POL5 : PAM1100, état solide, pH 4-9, T° fusion :233.5

POL6 : DW533, état liquide, pH 6-8, poids moléculaire :15x10⁶-10⁷

POL7 : EM533, état liquide, pH 6-8, poids moléculaire :15x10⁶-10⁷

L'absence d'une température de transition vitreuse pour les polymères implique que ces derniers possèdent une structure cristalline, conséquence d'un état ordonné résultant de liaisons intermoléculaires homogènes réparti type liaison hydrogène et électrostatique. Cependant le polymère 7 possède dans sa structure une partie cristalline ($T_f = 233.48$) et une partie amorphe ($T_g = 105.54$). Les résultats obtenus par l'absorption atomique confirment que les polymères diffèrent par le taux d'hydrolyse et le caractère ionique. Le polymère (2) ayant une concentration élevée en sodium et en Potassium a un caractère ionique prépondérant.

Les polymères ont été utilisés à différentes concentrations (2 à 6g/l), le temps d'agitation est de 20mn, le temps de vieillissement est de 24h. Les tests rhéologiques ont été effectués avec le viscosimètre FANN à différentes températures [25-85°C]. Les courbes obtenues montrent la variation de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement à différentes concentrations du polymère et de température. Il a été montré que les échantillons étudiés ont un comportement non newtonien. Ce comportement est du à la grande taille des particules dans la solution, leurs natures chimiques (polyacrylamides, polysaccharides) L'allure des courbes montre que les solutions polymériques étudiées ont un comportement non newtonien de type pseudoplastique. Cela se traduit par une diminution de la viscosité avec l'augmentation de la vitesse de déformation. Cette diminution est la conséquence de la faible interaction mutuelle entre les particules.

IV.B.1.1 Phénomène de thixotropie

Afin d'étudier le phénomène de thixotropie des polymères envisagés (Pol 1, Pol 2, Pol 3), des tests rhéologiques ont été effectués en utilisant le viscosimètre « Low Shear 40 » équipé d'une géométrie de type Couette. Les essais expérimentaux ont été entrepris selon le protocole suivant :

Le mélange des échantillons de polymères à de l'eau distillée a été effectué en utilisant un agitateur magnétique. La vitesse et le temps d'agitation ont été maintenus les mêmes pour ces échantillons.

Les tests rhéologiques ont été effectués à l'aide d'un viscosimètre rotatif muni de deux cylindres coaxiaux à vitesse de cisaillement $\dot{\gamma}$ imposé.

Les figures suivantes représentent l'évolution de la contrainte de cisaillement (τ) en fonction de la vitesse de déformation ($\dot{\gamma}$) pour les différentes concentrations de polymère.

Les polymères 2 et 3 présentent une hystérisis assez faible (aux faibles vitesses) à inexistante

D'après ces résultats, on peut conclure que le polymère Pol 1 est relativement thixotrope par rapport aux autres polymères étudiés.

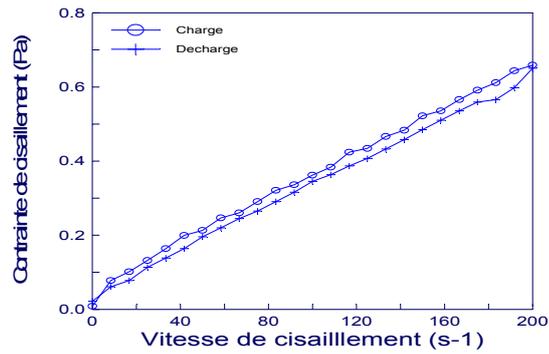


Figure 1.a : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,25 g/l

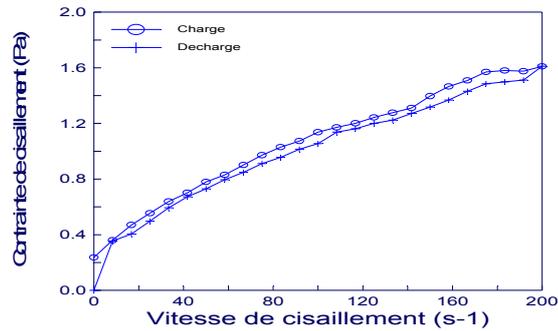


Figure 1.b : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,50 g/l

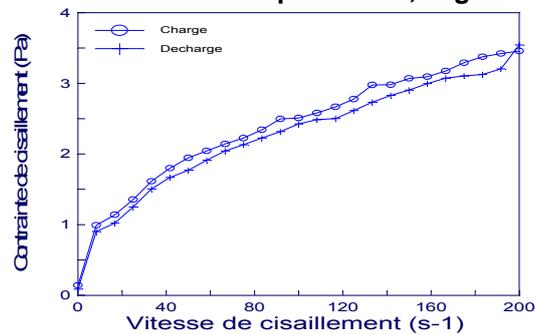


Figure 1.c : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,75 g/l

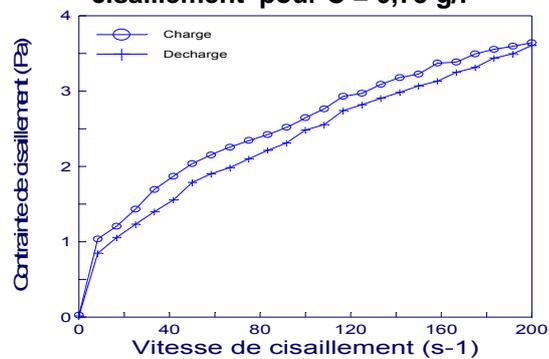


Figure 1.d : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 1 g/l

Le polymère Pol 1 est relativement thixotropie la surface décrite par la boucle d'Hystérisis est bien apparente et ce, pour les concentrations variant entre 0.25 à 1g/l.

Figure 1: Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes concentrations

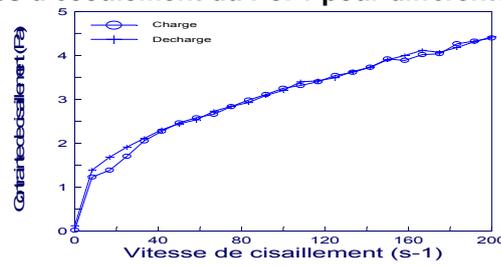


Figure 2.a : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 1 g/l

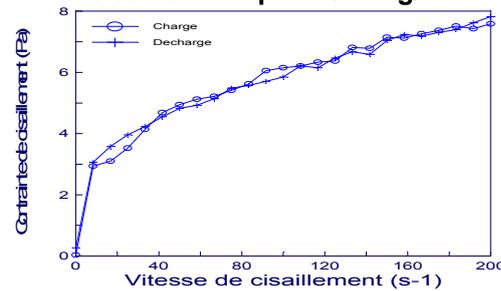


Figure 2.b : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 2 g/l

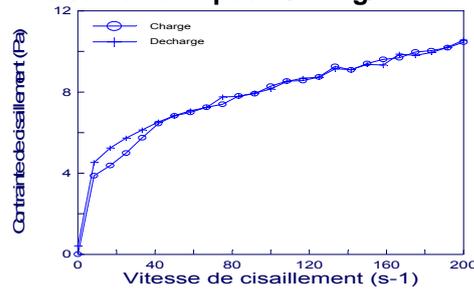


Figure 2.c : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 3 g/l

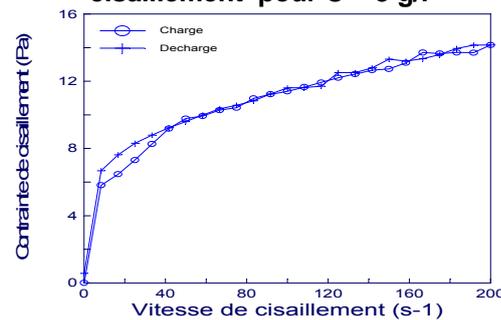


Figure 2.d : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 4 g/l

Le polymère Pol 2 présente une thixotropie très faible, la surface décrite par la boucle d'Hystérisis est peu apparente. Et ce, pour les concentrations variant entre 1 à 4g/l.

Figure 2: Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes concentrations

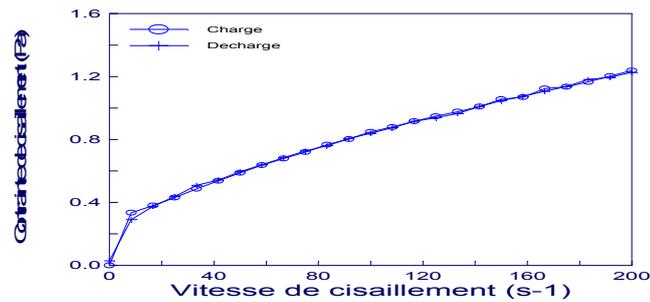


Figure 3.a : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,25 g/l

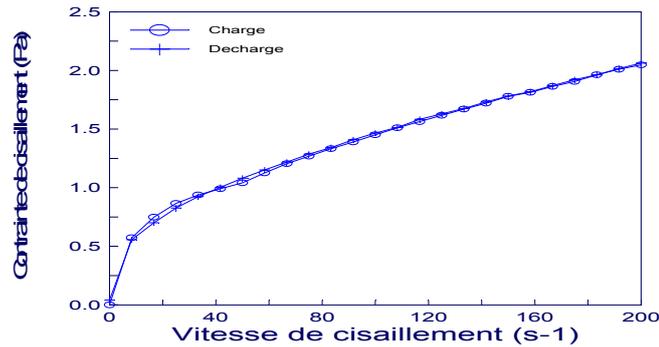


Figure 3.b : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,50 g/l

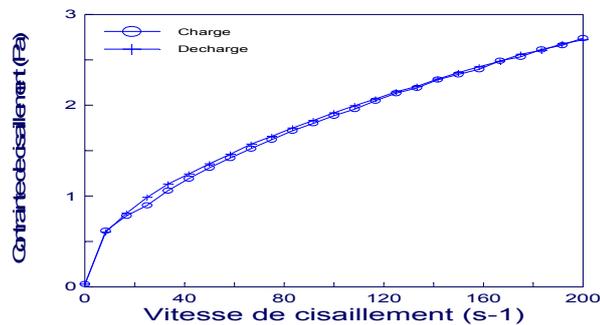


Figure 3.c : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 0,75 g/l

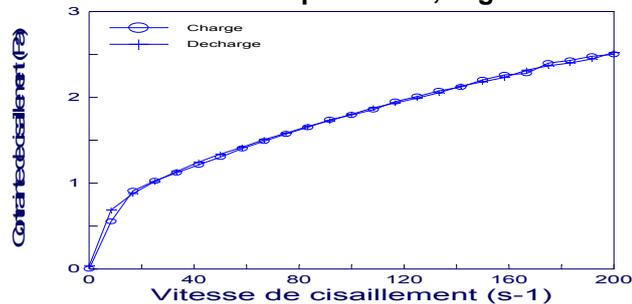


Figure 3.d : Evolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement pour C = 1 g/l

Le polymère Pol 3 présente une thixotropie très faible, la surface décrite par la boucle d'Hystérésis est peu apparente. Et ce, pour les concentrations variant entre 0.25 à 1g/l.

Figure 3 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes concentrations

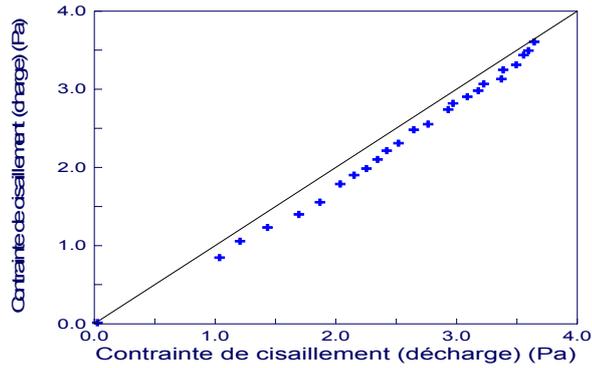


Figure 4 : Mise en évidence du phénomène de thixotropie pour le Pol 1 (C = 1 g/l)

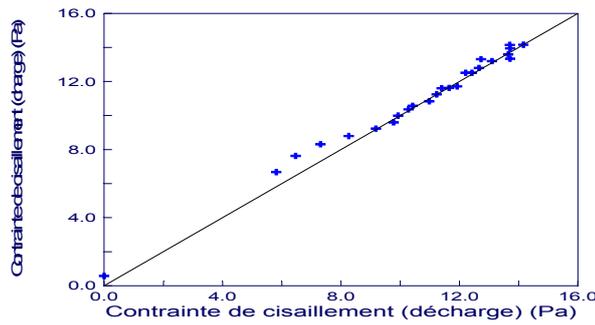


Figure 5 : Mise en évidence du phénomène de thixotropie pour le Pol 2 (C = 4 g/l)

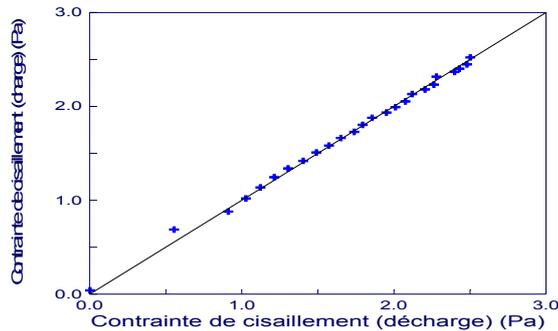


Figure 6: Mise en évidence du phénomène de thixotropie pour le Pol 3 (C = 1 g/l)

IV.II.1.2 Modélisation du comportement des polymères

Les courbes d'écoulement pour chacun des polymères visqueux en montée (charge) peuvent être modélisées par des lois rhéologiques (données en chapitre III). Les différents modèles étudiés sont les suivants :

- Le modèle d'Ostwald : $\tau = k \cdot \gamma^n$
- Le modèle de Bingham : $\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \gamma$
- Le modèle de Casson : $\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\mu_\infty \cdot \gamma)^{1/2}$
- Le modèle de Steiger/Ory : $\gamma = (1/\mu_\infty) \cdot \tau^3 + (1/\mu_0)$

Avec :

- τ : contrainte de cisaillement
- γ : vitesse de déformation
- μ : viscosité dynamique du fluide

k : indice de consistance
 n : indice de comportement
 τ_0 : contrainte seuil
 μ_p : viscosité plastique
 μ_0 : viscosité initiale pour $\gamma = 0$
 μ_∞ : viscosité infinie pour $\gamma \rightarrow \infty$

Pour déterminer les paramètres rhéologiques des différents modèles étudiés qui décrivent le comportement des suspensions de polymères, on a utilisé la méthode d'optimisation basée sur une régression non linéaire appelé Levenberg Marquardt décrite au chapitre III (Daimallah, 2002).

Les résultats des dispersions sont donnés dans les tableaux (4 à 6) pour chacun des polymères à différentes concentrations.

Tableau 4 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles (Pol 1)

Concentration (g/l)	0.25	0.50	0.75	1
Modèle				
<i>Ostwald</i>	1,970	3,393	6,601	5,739
<i>Steiger/Ory</i>	2,039	5,875	11,060	10,88
<i>Bingham</i>	1,288	9,516	26,230	29,85
<i>Casson</i>	0,699	4,454	13,420	16,21

Tableau 5 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles (Pol 2)

[C] (g/l)	1	2	3	4
Modèle				
<i>Ostwald</i>	6,420	14,420	14,090	20,110
<i>Steiger/Ory</i>	8,277	14,640	27,960	91,970
<i>Bingham</i>	8,854	81,220	112,30	164,100
<i>Casson</i>	3,390	51,720	72,260	110,900

Tableau 6 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles (Pol 3)

Concentration (g/l)	0,25	0,50	0,75	1
Modèle				
<i>Ostwald</i>	3,404	4,714	3,721	21,170
<i>Steiger/Ory</i>	5,267	8,156	8,613	24,600
<i>Bingham</i>	7,935	15,540	17,450	24,540
<i>Casson</i>	3,945	8,467	7,877	20,760

On constate que le modèle d'Ostwald est le plus approprié pour la caractérisation des courbes d'écoulement pour ces différents polymères, et ce pour toute la gamme des vitesses de cisaillement étudiée.

Les valeurs des paramètres rhéologiques du modèle d'Ostwald en fonction de la concentration des polymères sont représentés dans le tableau 7.

Tableau 7 : Paramètres rhéologiques du modèle d'Ostwald pour les différents polymères.

		Conc (g/l)						
		0,25	0,50	0,75	1	2	3	4
Paramètres								
Pol 1	k	0,014	0,102	0,372	0,390	-	-	-
	n	0,717	0,511	0,420	0,411	-	-	-
Pol 2	k	-	-	-	0,096	1,313	1,852	2,997
	n	-	-	-	0,577	0,334	0,302	0,292
Pol 3	k	0,106	0,227	0,329	0,462	-	-	-
	n	0,453	0,495	0,407	0,301	-	-	-

IV.B.2 COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES POLYMERES DANS L'EAU

Cette première étape consiste à tester ces polymères à différentes concentrations et différentes températures (température ambiante 22°C et température de fond 70°C) dans l'eau.

Les échantillons des différents polymères ont été préparés dans de l'eau distillée à différentes concentrations, laissés en agitation pendant 20 mn à 400 tr/mn pour ensuite les laissés vieillir pendant 24 h. Les tests rhéologiques ont été effectués à l'aide d'un viscosimètre rotatif à vitesse de cisaillement γ imposée, le FANN 35 dont le schéma est donné en annexe, est équipé de deux cylindres dont le rotor est entraîné à l'aide d'un moteur électrique. On mesure la résistance au cisaillement de la solution contenue dans un godet dont lequel on immerge les cylindres coaxiaux. On relève la résistance au cisaillement à différentes vitesses de rotation du rotor.

Les résultats des tests rhéologiques sont représentés sur les figures (12 à 20).

a) Effet de la concentration

D'après les courbes établies, nous remarquons pour une même vitesse de cisaillement, une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère. Cela peut être due aux interactions intermoléculaires qui devienne de plus en plus importantes. **Doriomedoff et al., 1988 ; Conatantanini et al. 1964 ; Volkov, 1983 ; Genies et al., 1985 ; Sathiyana S., 1994, 1992 ; Vachon et al., 1987 ; Wowzonek et al., 1972 ; Doriomedoff, 1988 ; Li S. et al. 1863.**

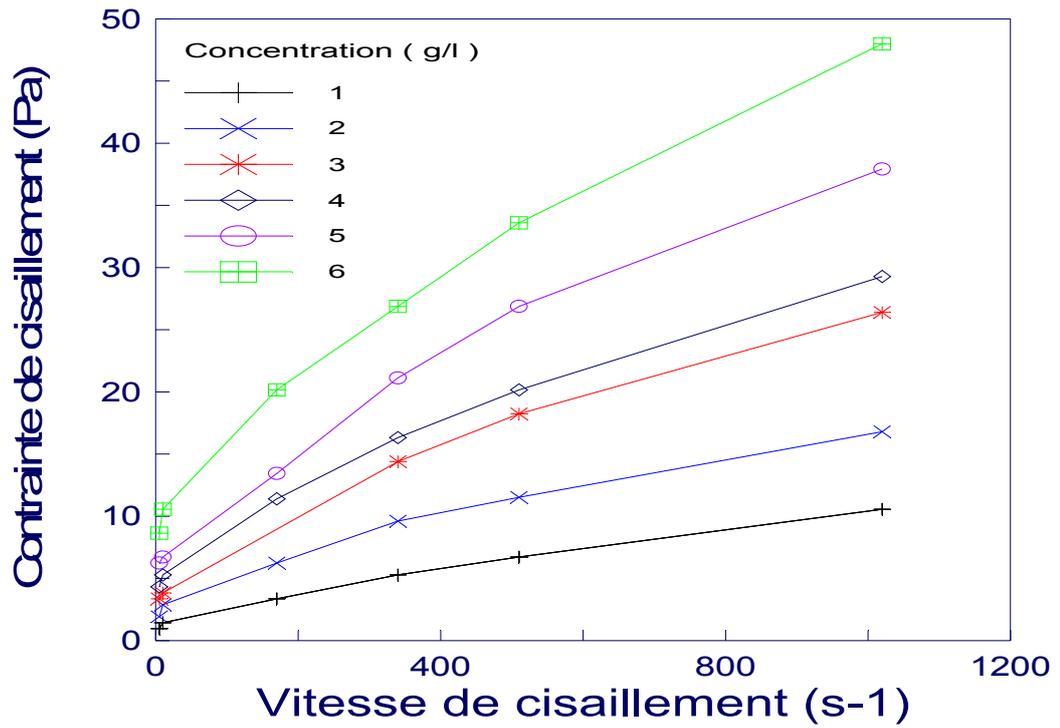


Figure 7: Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes concentrations à T = 22°C

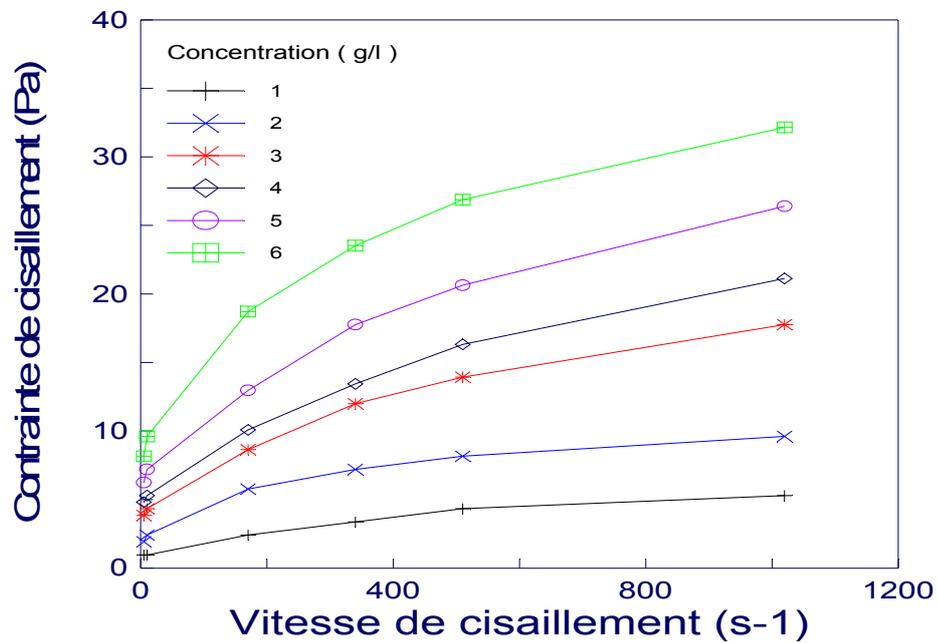


Figure 8: Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes concentrations à T = 70°C

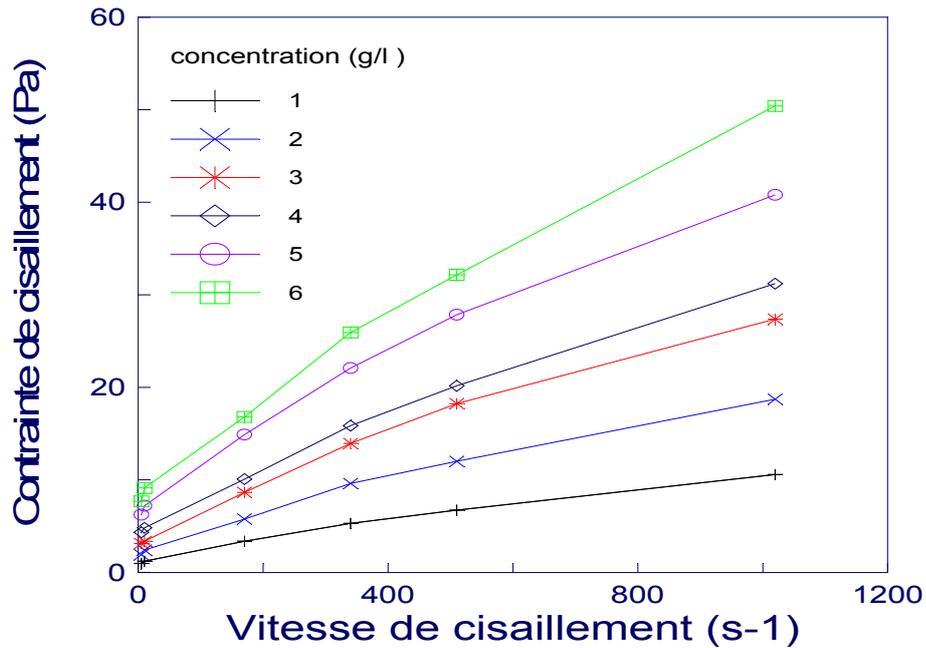


Figure 9 : Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes concentrations à T = 22°C

Nous remarquons que pour une même vitesse de cisaillement, nous avons une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère. L'effet viscoélastique est bien apparent, on a une augmentation de la viscosité en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère. Ceci est un bon signe si on veut utiliser ce type de polymère dans le système de fluides de forage pour augmenter leur efficacité à bien nettoyer le puits et assurer la stabilité de ses parois.

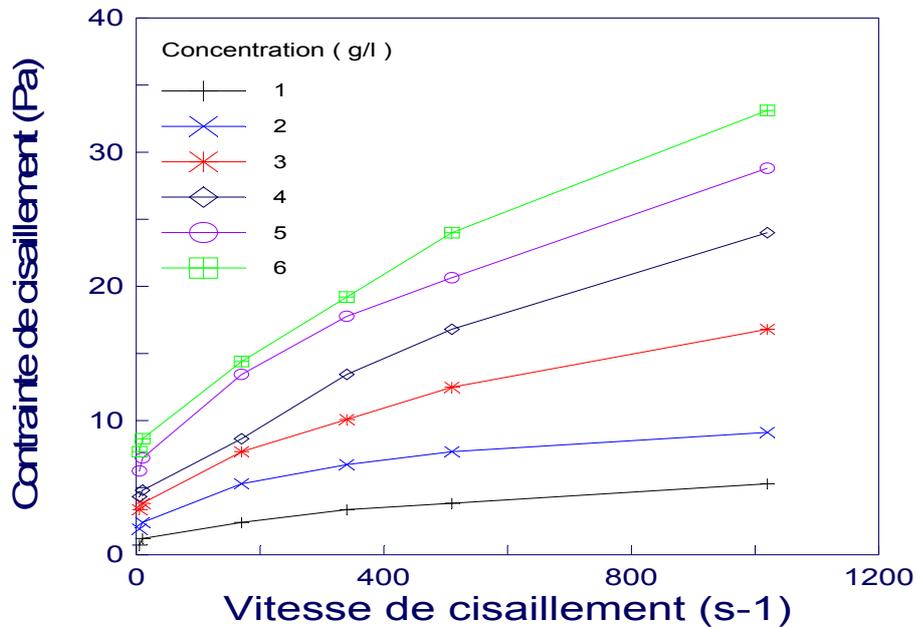


Figure 10 : Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes concentrations à T = 70°C

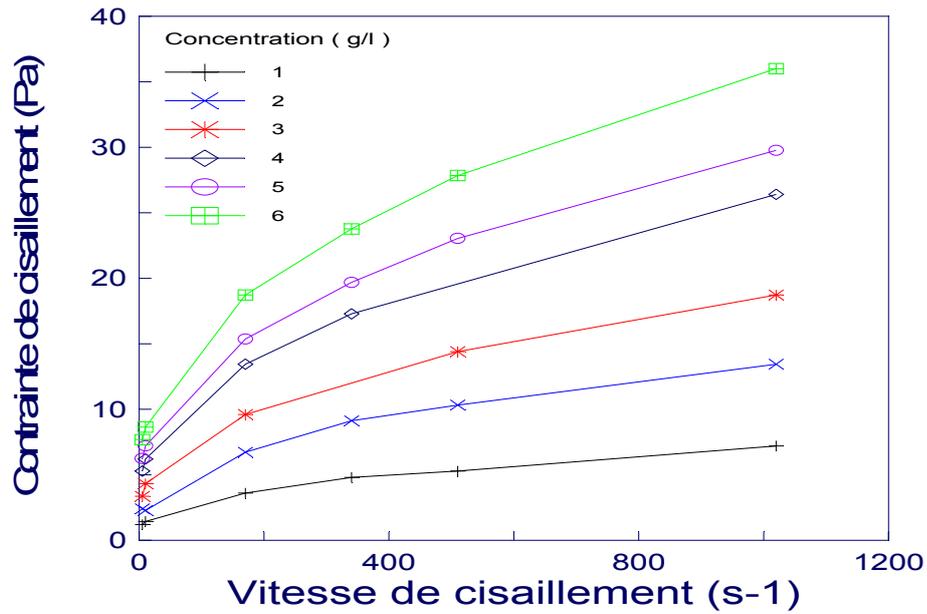


Figure 11 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes concentrations à T = 22°C

De la même façon, nous observons que pour une même vitesse de cisaillement, nous avons une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère.

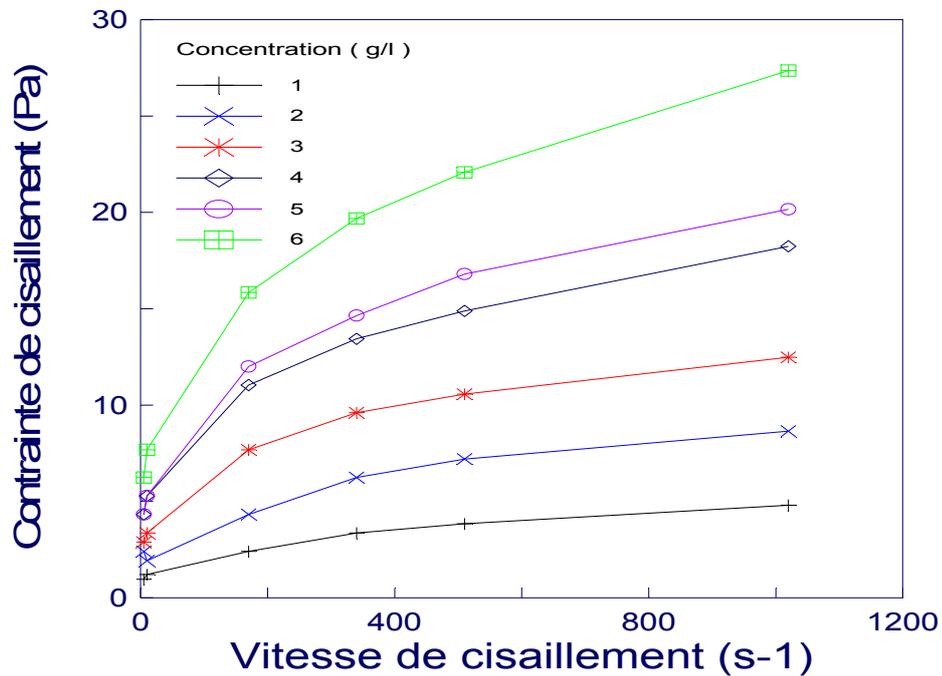


Figure 12 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes concentrations T = 70°C

Aussi, la figure 12 montre que pour une même vitesse de cisaillement, une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère est observée.

b) Effet de la température

Afin de confirmer l'effet de la température, un exemple de courbes est donné sur les figures (18 à 20) où on a porté l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement à deux températures différentes et à une concentration utilisée par la suite pour la préparation des différents systèmes de boue.

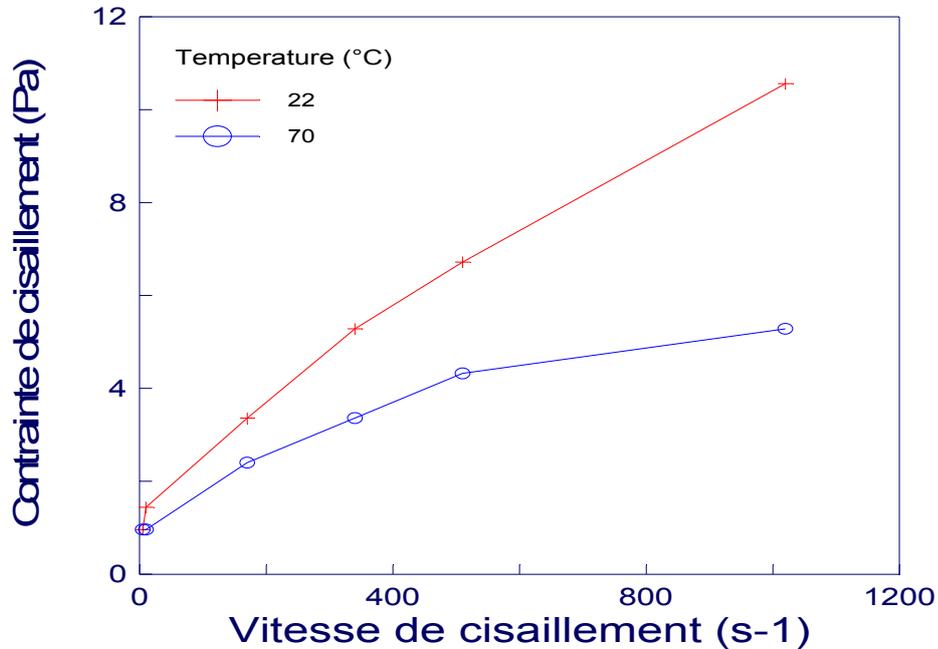


Figure 13 : Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes températures C=1 g/l

On remarque que la contrainte de cisaillement est inversement proportionnelle à la température. Ceci démontre l'effet de la température sur les liaisons interparticules.

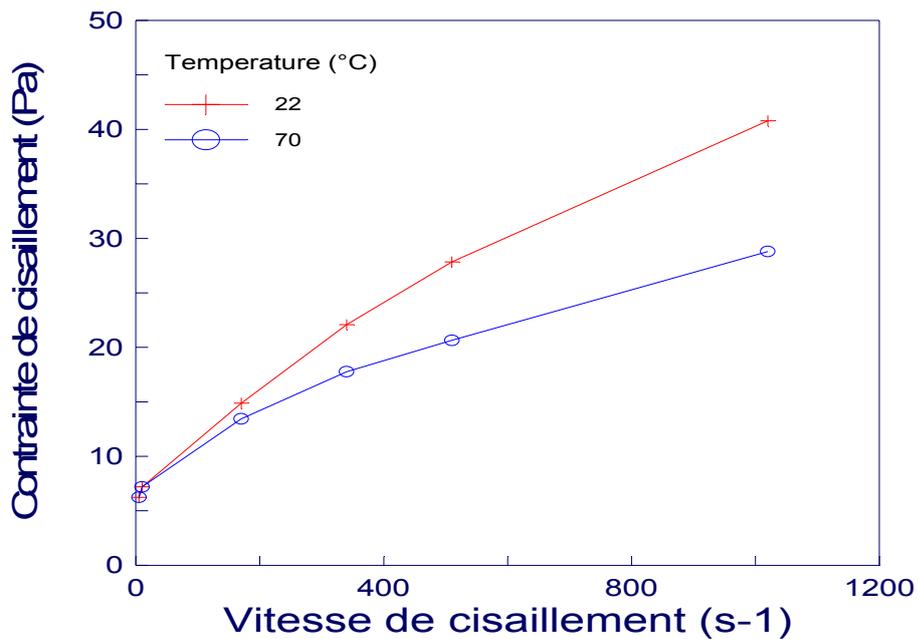


Figure 14: Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes températures C=5 g/l

Nous observons le même phénomène pour Pol2. A des températures élevées la viscosité diminue relativement. Ceci étant normal car les liaisons interparticules ont un seuil de tolérance.

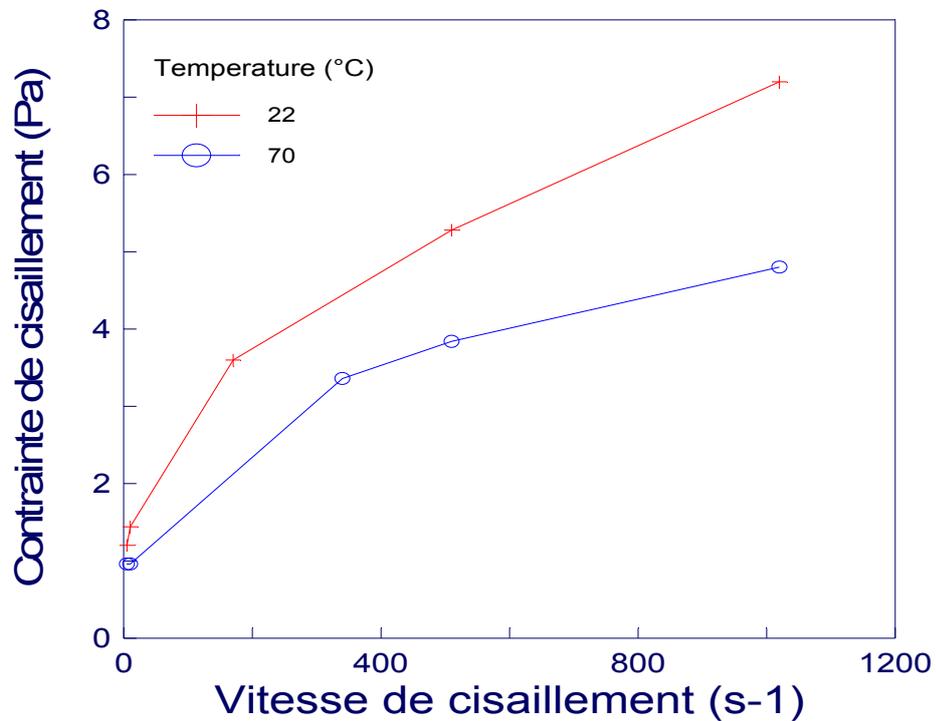


Figure 15 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes températures C=1g/l

On remarque que la contrainte de cisaillement est inversement proportionnelle à la température et ce quelque soit la concentration en polymère utilisé, cela peut être due à la séparation des couches polymériques sous l'effet de l'apport d'énergie et qui conduit à une diminution des interactions moléculaires.

Les résultats obtenus confirment que les liaisons hydrogènes intermoléculaires sont prépondérantes et l'emportent sur les liaisons intramoléculaires.

IV.B.3 COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES POLYMERES DANS L'EAU SALEE SATUREE

La salinité joue un rôle très important dans l'efficacité d'un polymère car les sels inhibent le déroulement et l'expansion des polymères solubles dans l'eau et surtout dans un milieu salin. Aussi, sa solubilité est réduite car le contact avec les molécules de H₂O devient plus rare.

Dans cette deuxième étape, on a testé ces polymères à différentes concentrations et différentes températures (température ambiante 22°C et température de fond 70°C) dans une eau salée saturée (320 g/l de NaCl).

Les résultats des tests rhéologiques sont représentés sur les figures suivantes :

a) Effet de la concentration

D'après les courbes, on remarque que pour une même vitesse de cisaillement, une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère aux deux températures considérées. Néanmoins, cette augmentation est moins importante que celle observée dans l'eau distillée.

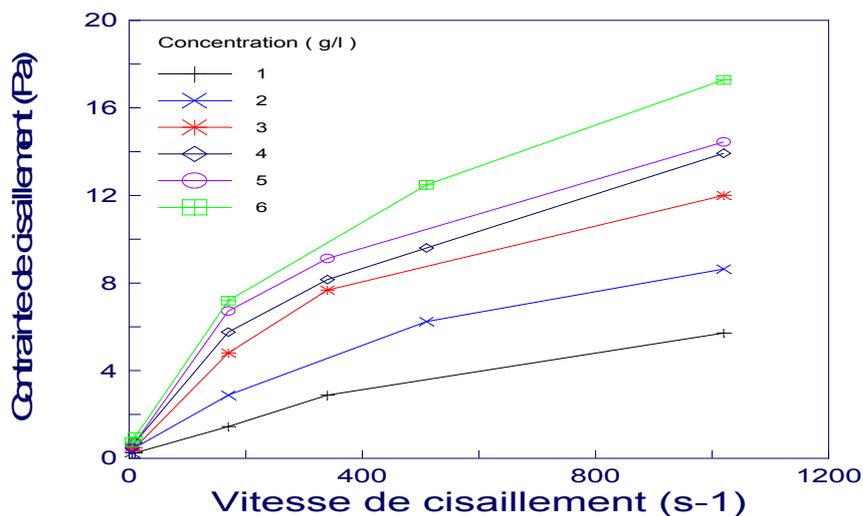


Figure 16 : Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes concentrations à T = 22°C

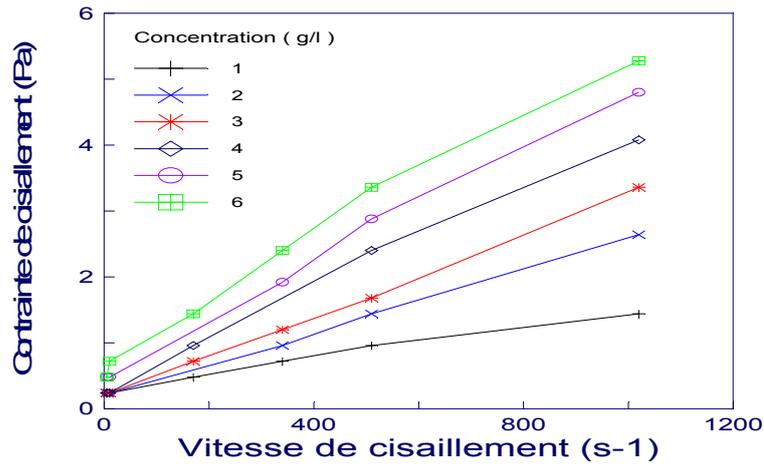


Figure 17 : Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes concentrations à T = 70°C

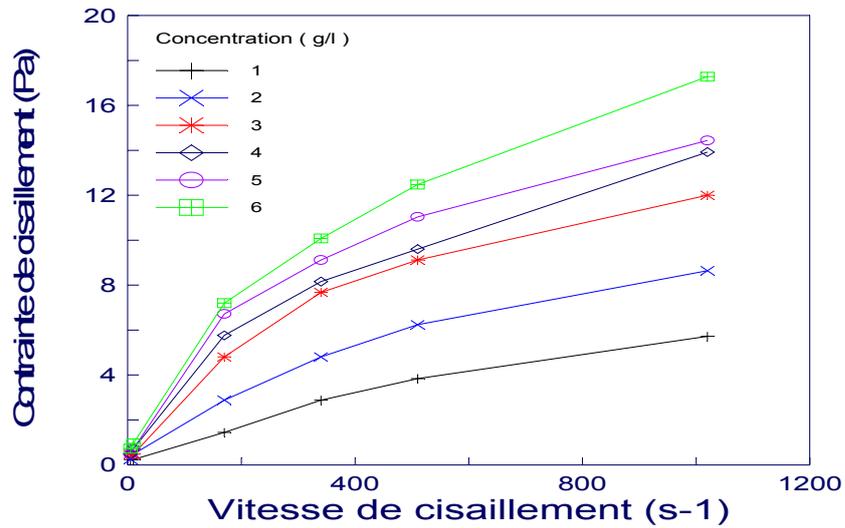


Figure 18 : Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes concentrations à T = 22°C

On remarque que pour une même vitesse de cisaillement, une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère aux deux températures considérées, faible et élevée.

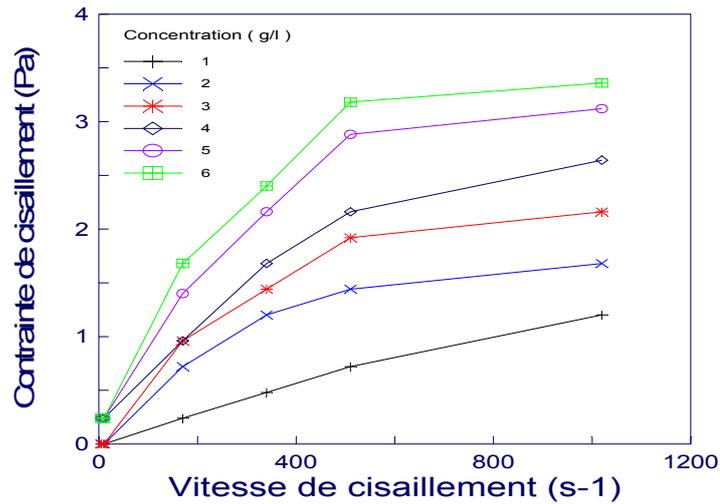


Figure 19: Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes concentrations à T = 70°C

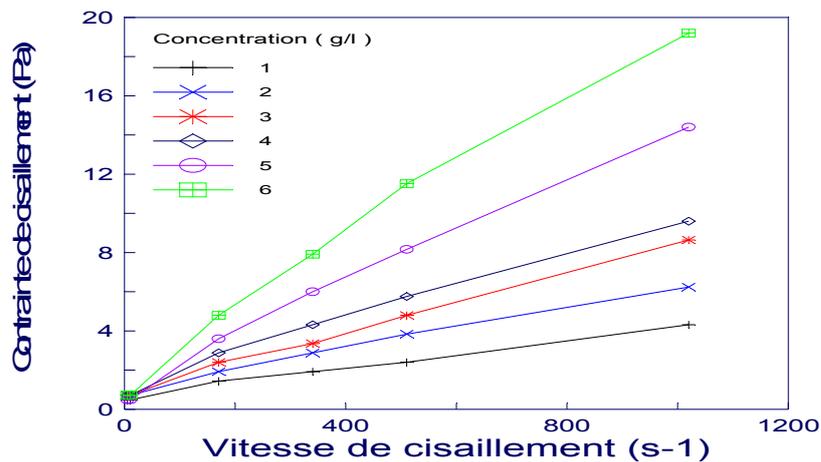


Figure 20 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes concentrations à T = 22°C

On voit que sur les rhéogrammes de la figure 20, pour une même vitesse de cisaillement, nous avons une augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration du polymère aux deux températures considérées faible et élevée.

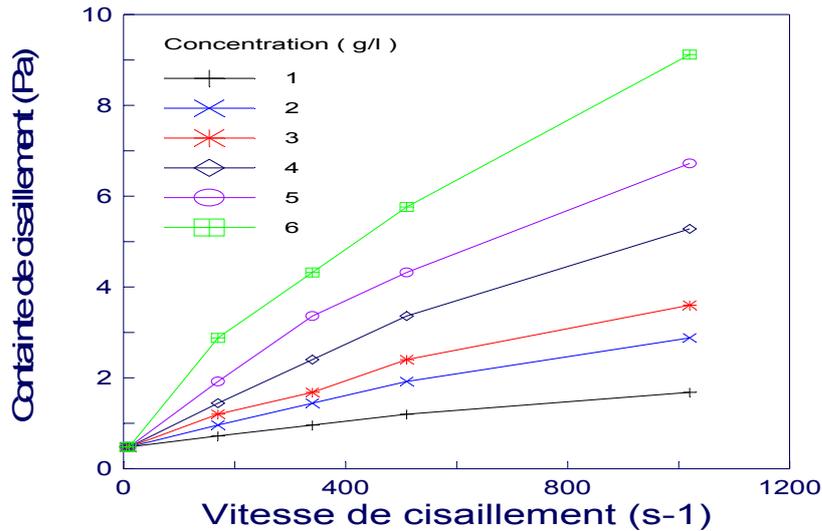


Figure 21 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes concentrations à T = 70°C

On remarque que la salinité joue un rôle très important dans l'efficacité d'un polymère car les sels inhibent le déroulement et l'expansion des polymères solubles dans l'eau et surtout dans un milieu salin

a) Effet de la température

Afin de mieux montrer cet effet, un exemple de courbes est donné sur les figures qui suivent où on a porté l'évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement à deux températures différentes et à une concentration utilisée par la suite pour la préparation des différents systèmes de boue. Les courbes, pour les autres concentrations, sont données en annexe.

On a une diminution de la contrainte de cisaillement de toutes les solutions polymériques étudiées en fonction de l'augmentation de la température et ce quelque soit la concentration en polymère.

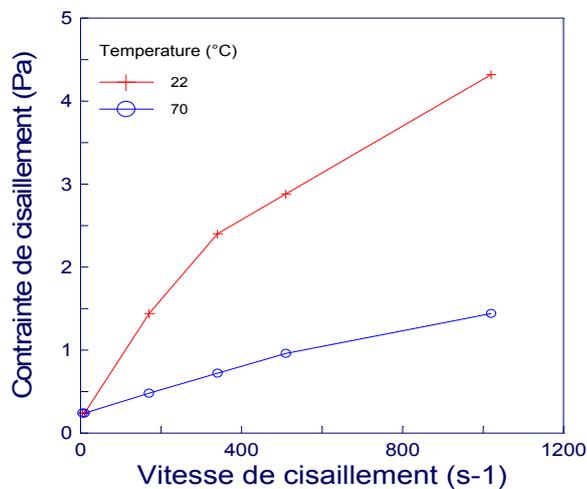


Figure 22 : Courbes d'écoulement du Pol 1 pour différentes températures, C = 1 g/l

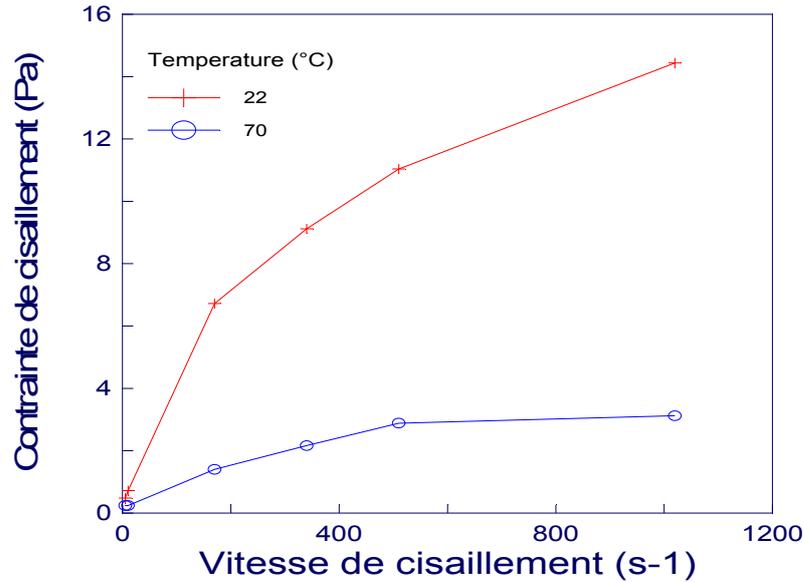


Figure 23 : Courbes d'écoulement du Pol 2 pour différentes températures, C = 5 g/l

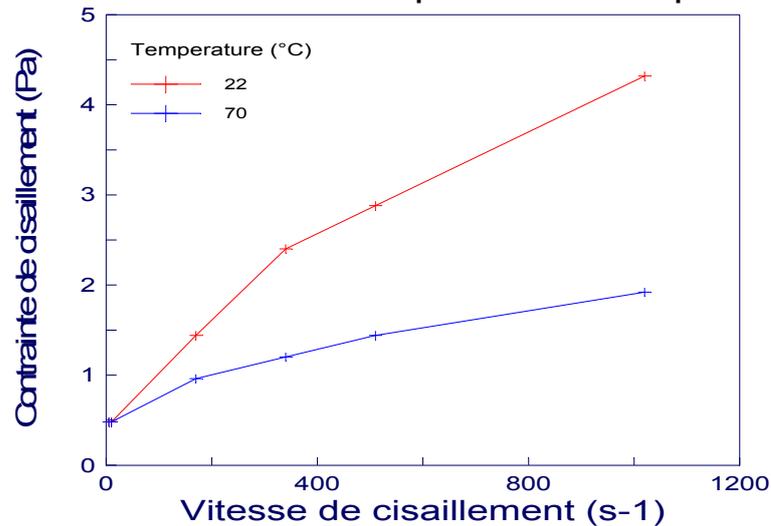


Figure 24 : Courbes d'écoulement du Pol 3 pour différentes températures, C = 1 g/l

Le comportement mécanique du polymère dépend fortement de la température et de la vitesse de déformation. En effet une augmentation de la température entraîne une diminution de la viscosité et de la contrainte seuil d'écoulement alors que l'élévation de la vitesse de déformation augmente ces deux quantités.

b) Effet de la salinité

En absence des sels, les solutions polymériques possèdent une viscosité élevée. Cette viscosité est d'autant plus importante que le taux d'hydrolyse est prononcé. La conséquence d'une répulsion de charge plus importante confère une plus grande dimension aux polymères.

D'après les figures, on observe une diminution de la viscosité apparente dans une eau salée saturée à 22 et 70°C. L'intensité de cette baisse de viscosité diffère d'un polymère à un autre.

On remarque aussi une évolution linéaire de la viscosité apparente en fonction de la concentration du polymère et cela aussi bien en présence d'eau distillée qu'en présence d'eau salée saturée et ce pour les deux températures considérées. Cette évolution est décrite par l'équation suivante :

$$\mu_a = a.[C] + b \quad (11)$$

Avec a : Pente de la droite (cP/(g/l))
 b : Ordonnée à l'origine (cP)

Les valeurs des coefficients a et b ont été déterminés par régression linéaire et sont donnés dans le tableau 8.

Tableau 8 : Détermination des coefficients a et b pour chaque polymère à différentes températures

Polymères	Température (°C)	Milieu	a (cP/(g/l))	b (cP)
Pol 1	22	E.D	7,95±0,86	1,15 ± 0,17
		E.S.S	2,93 ± 0,60	0,97 ± 0,28
	70	E.D	5,47 ± 0,58	0,93 ± 0,14
		E.S.S	0,78 ± 0,05	0,87 ± 0,08
Pol 2	22	E.D	8,45 ± 0,77	1,15 ± 0,15
		E.S.S	2,35 ± 0,16	3,93 ± 0,33
	70	E.D	5,67 ± 0,66	0,84 ± 0,14
		E.S.S	0,46 ± 0,02	0,83 ± 0,04
Pol 3	22	E.D	6,17 ± 0,41	1,07 ± 0,01
		E.S.S	5,97 ± 0,27	1,93 ± 0,11
	70	E.D	4,44 ± 0,39	1,03 ± 0,12
		E.S.S	1,03 ± 0,12	0,93 ± 0,11

Ces valeurs montrent que la viscosité apparente n'augmente pas rapidement dans une eau salée saturée comparativement à une eau distillée, ce qui a été démontrée par le calcul des pentes des droites représentant la viscosité en fonction de la concentration de chaque polymère dans les deux milieux et ce, pour les deux températures étudiées.

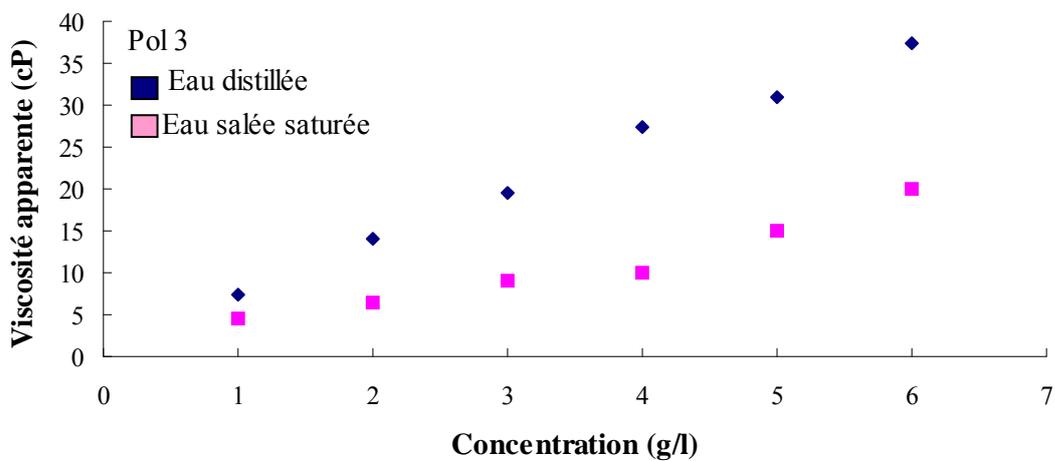
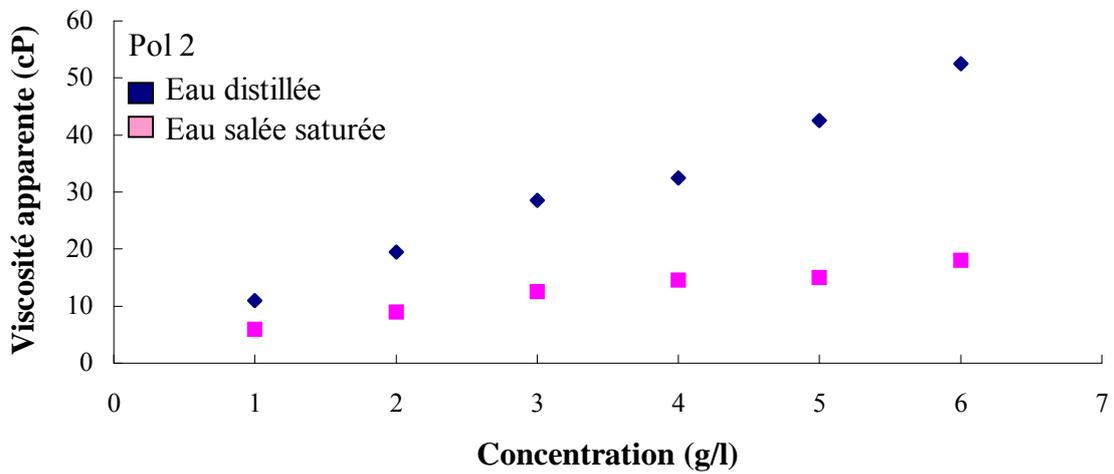
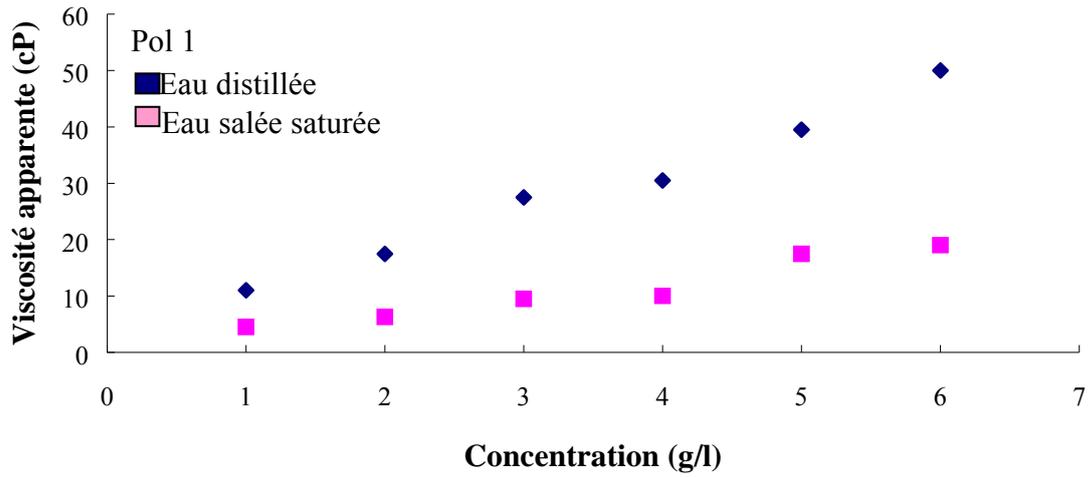


Figure 24 : Variation de la viscosité des Pol1,2,3, dans l'eau distillée et l'eau salée saturée à T = 22°C

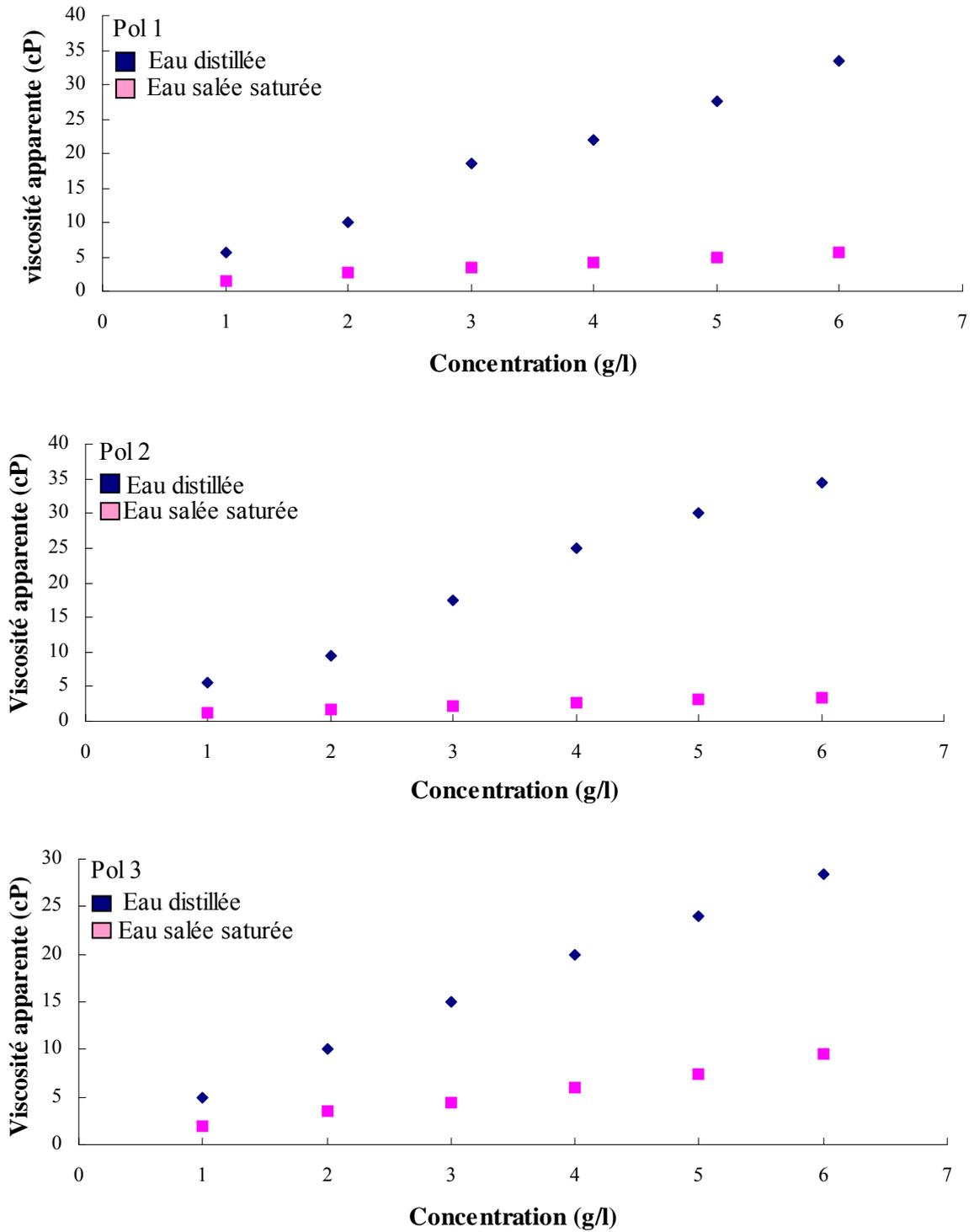


Figure 25 : Variation de la viscosités Pol 1, 2, 3, dans l'eau distillée et l'eau salée saturée à T = 70°C

D'après les différents résultats obtenus, nous pouvons conclure que les polymères Pol 1 et Pol 3 possèdent la plus grande viscosité apparente à différentes concentrations en conditions de fond et présentent le meilleur comportement viscosifiant dans un milieu salin. Ces polymères peuvent faire objet d'utilisation dans les systèmes de fluides dédiés pour le forage des Zones intercalées salifères.

IV.C-

ETUDE DE L'INFLUENCE DES PARTICULES SOLIDES SUR LES CARACTERISTIQUES RHEOLOGIQUES DES SYSTEMES DE BOUE CONVENTIONNELS ET SUBSTITUES

On désigne par caractérisation physico-chimique des boues de forage, les caractéristiques de leur structure, c'est à dire les relations qui existent entre le liquide de base des composés dissous et les particules solides en suspension.

Ces propriétés sont exprimées par :

- les caractéristiques rhéologiques ;
- les caractéristiques de filtration.

Dans le domaine des boues de forage, ces propriétés ont une grande importance car elles font l'objet de nombreux contrôles et décident des traitements à faire subir à la boue pour une bonne conduite de forage. Il est évidemment nécessaire que la boue circule facilement sans perte de charge et que la circulation doit être rétablie facilement après un arrêt, les déblais doivent décanter facilement dans les rigoles prévues à cet effet. Elle doit facilement s'écouler dans les tamis mais les déblais ne doivent pas se déposer dans le trou de sonde pendant les arrêts.

Dans cette partie, on a étudié les performances des polymères comme produits viscosifiants dans le système de boue salée saturée (BSS) conventionnelle utilisé pour le forage de la phase 8''1/2 de la région de HMD et étudié l'impact de la formation (Trias Argileux Gréseux) sur les caractéristiques rhéologiques de ces systèmes.

IV.C.1 CARACTERISATION RHEOLOGIQUE DE LA BOUE CONVENTIONNELLE

La formulation de cette boue conventionnelle est donnée dans le tableau 9.

Tableau 9 : composition de la boue conventionnelle

Composition	Quantité
Eau	1 l
Sel	360 g/l
Amidon	30 g/l
Chaux	5 g/l
Baryte	Selon densité

Un protocole de préparation de la boue a été adopté pour tous les essais. La masse de la baryte à rajouter est déterminée selon l'équation (12), pour un densité désirée.

$$m = \frac{d_f - d}{d_{\text{baryte}} - d_f} \cdot d_{\text{baryte}} \cdot V \quad (12)$$

a) Effet du temps de vieillissement

On relève la résistance au cisaillement à différentes vitesses de rotation du rotor et cela à différents temps de vieillissement (0 et 24 h). Les résultats des tests rhéologiques sont représentés sur la figure suivante.

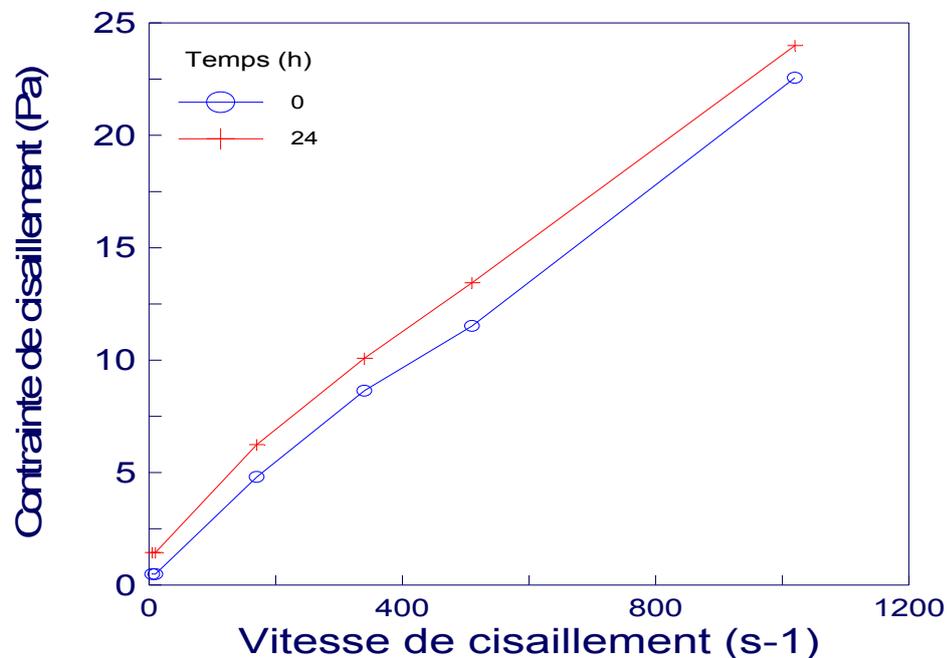


Figure 27: Influence du temps de vieillissement

D'après cette figure, nous remarquons une augmentation de la contrainte de cisaillement après un repos de 24 h qui est due à l'hydratation complète des agrégats.

Les résultats sont donnés dans le tableau 10.

Tableau 10 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles

	0 h	24 h
Casson	4,56	2,3
Sisko	4,68	3,99
Hershel Bulkley	3,73	1,73

On remarque ainsi que le modèle d'Hershel Bulkley $\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n$, est le plus approprié pour la caractérisation des courbes d'écoulement pour la boue conventionnelle, et ce pour toute la gamme des vitesses de cisaillement étudiée.

Les valeurs des paramètres rhéologiques du modèle d'Hershel Bulkley en fonction du temps de vieillissement sont données dans le tableau 11.

Tableau 11 : Variation des paramètres du modèle d'Hershel Bulkley en fonction du temps de vieillissement

	0 h	24 h
τ_0	0,291	1,121
k	0,0278	0,0588
n	0,9696	0,861

D'après le tableau 11, on remarque bien une augmentation de la contrainte de cisaillement τ_0 après un repos de 24 h.

b) Effet du Hot Rolling

Aussi, on effectue un test sur le Hot Rolling (HR) qui est un appareil qui simule les conditions de fond (agitation + chauffage) à une température de 70°C pendant 16 h, afin de voir l'impact sur la variation des caractéristiques rhéologiques. Toutes les mesures rhéologiques sont effectuées à l'aide d'un viscosimètre FANN 35 décrit précédemment.

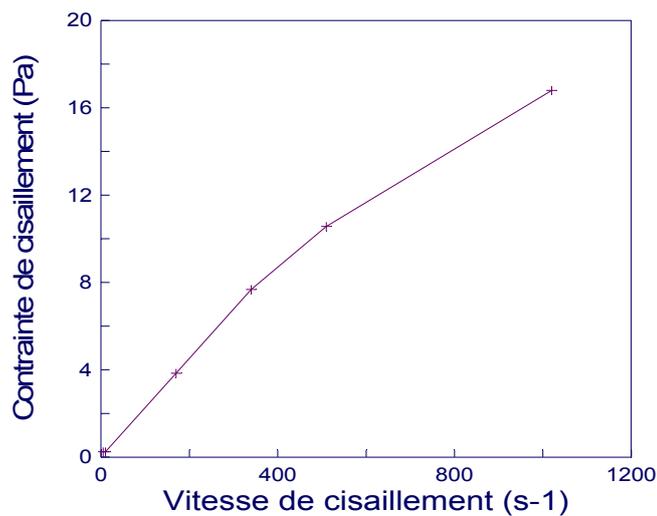


Figure 28 : Courbe d'écoulement pour un temps de Hot Rolling de 16 h

D'après cette courbe, on observe une diminution de la contrainte de cisaillement et donc de la viscosité après Hot Rolling, qui est due à la destruction des agrégats de particules sous l'effet de la température.

Pour mieux montrer l'effet du Hot Rolling, nous avons effectué une modélisation de cette courbe d'écoulement afin de déterminer ses paramètres rhéologiques. Les valeurs de la dispersion sont données dans le tableau 12.

Tableau 12 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles

	16 h
<i>Casson</i>	6,39
<i>Sisko</i>	5,35
<i>Hershel Bulkley</i>	5,04

Les valeurs des paramètres rhéologiques du modèle d'Hershel Bulkley pour 16h de Hot Rolling sont données dans le tableau 13.

Tableau 13 : Variation des paramètres du modèle d'Hershel Bulkley pour 16 h de Hot Rolling

τ_0	0,119
k	0,015
n	1,049

D'après ces valeurs, on constate une diminution de la contrainte seuil après 16 h de Hot Rolling.

IV.C.2 UTILISATION DES POLYMERES COMME AGENT VISCOSIFIANT

Trois systèmes de boues substituées ont été préparés en utilisant des polymères comme agent viscosifiant. Ainsi, une étude comparative a été effectuée afin de déterminer le système de boue présentant un meilleur comportement rhéologique.

Dans le premier système, la boue a été substituée par le polymère Pol 1. Dans le deuxième, la boue a été substituée par les polymères Pol 2 et Pol 4 ; le troisième par le polymère Pol 3.

Les mesures rhéologiques sont représentés sur les figures 33 à 38.

Tous les systèmes de boue présentent un comportement non newtonien et possèdent une contrainte seuil. L'examen des courbes pour les boues étudiées met en évidence trois phases caractéristiques :

- ❖ Au début du cisaillement, le mélange boueux a un comportement de type solide. La contrainte n'est pas suffisante pour créer un écoulement (état 1).
- ❖ A faibles gradients de vitesse, quand le seuil d'écoulement est dépassé, l'échantillon se fluidifie brutalement (état 2). Le gradient de vitesse augmente régulièrement de manière quasi linéaire avec la contrainte. La viscosité apparente chute très rapidement.
- ❖ Brutalement, la pente de la courbe d'écoulement augmente pour se stabiliser à une valeur maximale. Cette dernière phase débute pour un gradient maximal ($>200 \text{ s}^{-1}$ et caractérise l'état 3).

a)- Effet du temps de vieillissement

D'après les figures 33 à 37, nous remarquons pour les différents systèmes de boue substituées par les polyacrylamides (Pol 1, Pol 2, Pol 3) montrent une décroissance des caractéristiques rhéologiques après un temps de repos de 24 h, qui est peut être due à l'effet de la salinité diminuant ainsi la viscosité de la phase liquide de la boue.

Pour ces trois systèmes considérés, une modélisation de leurs courbes d'écoulement a été effectuée. Leurs paramètres rhéologiques sont déterminés par le modèle présentant la plus faible dispersion. Les résultats sont donnés dans le tableau 14.

Tableau 14 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles

	0 h			24 h		
	Système I	Système II	Système III	Système I	Système II	Système III
<i>Casson</i>	4,80	8,47	5,48	5,62	5,37	5,49
<i>Sisko</i>	4,59	7,49	4,74	5,01	4,72	4,76
<i>Hershel Bulkley</i>	4,18	2,67	2,63	3,19	3,01	2,86

Ces résultats montrent que le modèle d'Hershel Bulkley est le plus approprié pour la caractérisation des courbes d'écoulement pour ces trois systèmes. Les valeurs des paramètres rhéologiques du modèle d'Hershel Bulkley en fonction du temps de vieillissement sont représentés dans le tableau 15.

Tableau 15 : Variation des paramètres du modèle d'Hershel Bulkley en fonction du temps de vieillissement

	0 h			24 h		
	Système I	Système II	Système III	Système I	Système II	Système III
τ_0	0,68	0,73	0,87	0,84	0,44	0,89
k	0,06	0,005	0,26	0,03	0,01	0,02
n	1,11	1,37	1,19	1,23	1,18	1,18

On a une augmentation de la contrainte seuil après 24 h de repos et ce pour les systèmes I et III. Cela peut être dû à l'effet des polymères Pol 1 et Pol 3. Pour le système II, une diminution de la contrainte seuil a été observée après vieillissement. Cela peut s'expliquer par la présence du polymère Pol 4 qui est un réducteur de filtrat et non pas un viscosifiant.

b) Effet du Hot Rolling

Le Hot Rolling simule le comportement du fluide de forage dans les conditions du puits, c'est-à-dire en circulation à une température donnée. L'effet de ce conditionnement comme observé sur les figures (34 à 36) représente l'influence de la température sur les paramètres rhéologiques des suspensions polymériques par une diminution des propriétés rhéologiques.

La modélisation de ces courbes d'écoulement pour les trois systèmes considérés a donné les résultats regroupés dans les tableaux 16 et 17 :

Tableau 16 : Détermination de la dispersion (%) par rapport aux valeurs expérimentales pour différents modèles

	16 h		
	Système I	Système II	Système III
<i>Casson</i>	1,7	6,904	5,485
<i>Sisko</i>	2,15	5,83	4,118
<i>Hershel Bulkley</i>	1,48	1,672	2,196

Tableau 17 : Variation des paramètres du modèle d' Hershel Bulkley pour 16 h de Hot Rolling

	Système I	Système II	Système III
τ_0	0,59	0,44	0,37
n	0,03	0,003	0,01
k	0,95	1,24	1,13

On a une chute de la contrainte seuil sous l'effet du Hot Rolling et cela pour tous les systèmes de boue étudiés et ce par rapport aux résultats donnés dans le tableau 16.

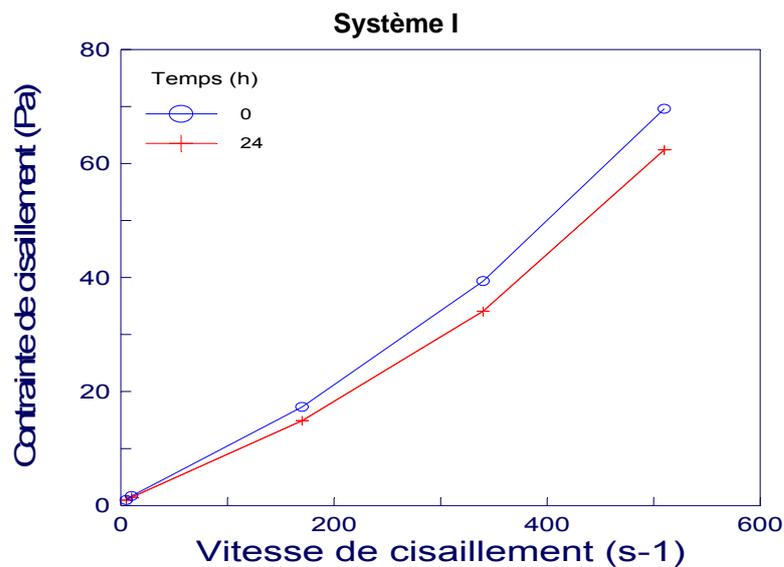


Figure 29: Influence du temps de vieillissement

L'effet du vieillissement est mis en exergue. On remarque qu'on a une chute légère de viscosité. Lors de la préparation d'un système de fluide de forage pour une section donnée, il est conseillé dans ce cas de prendre en considération le temps de vieillissement car il a une influence sur la variation des propriétés rhéologiques du fluide de forage.

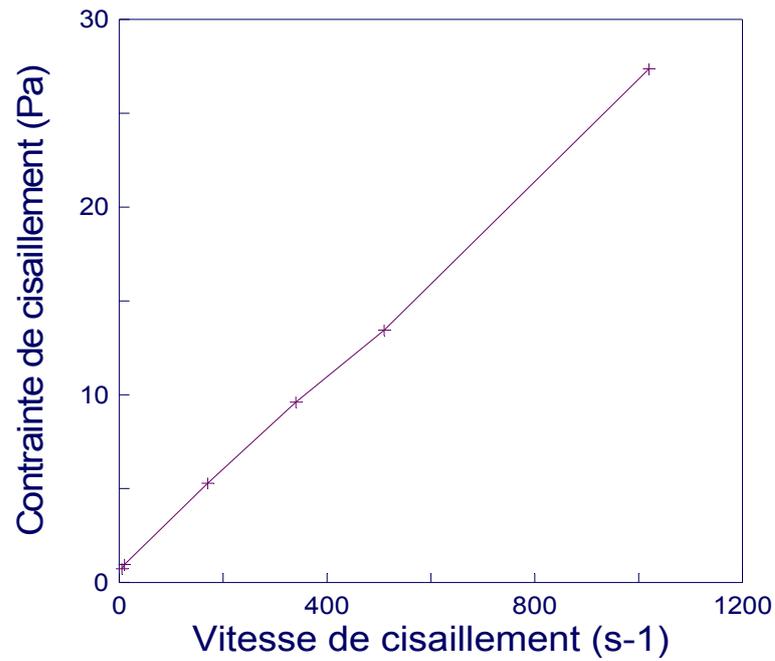


Figure 30 : Courbe d'écoulement pour un temps de Hot Rolling de 16 h

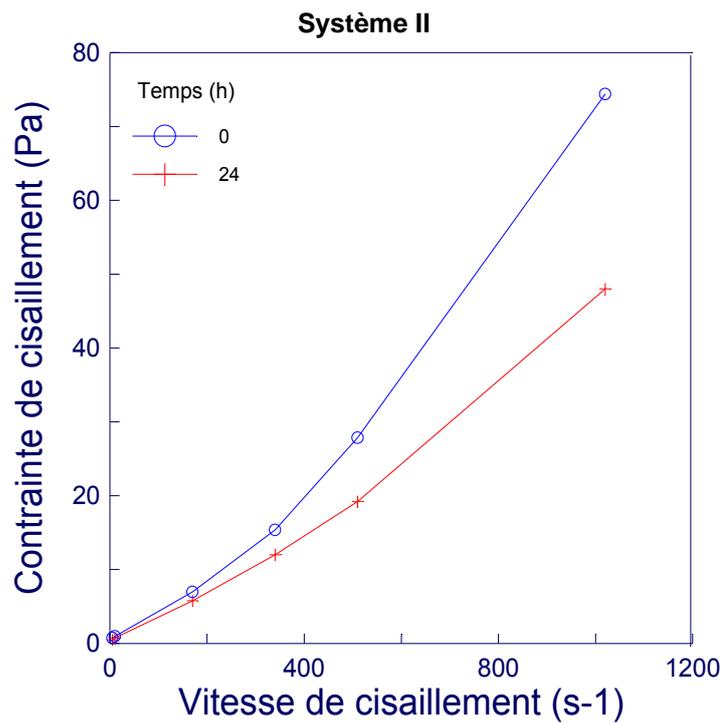


Figure 31 : Influence du temps de vieillissement

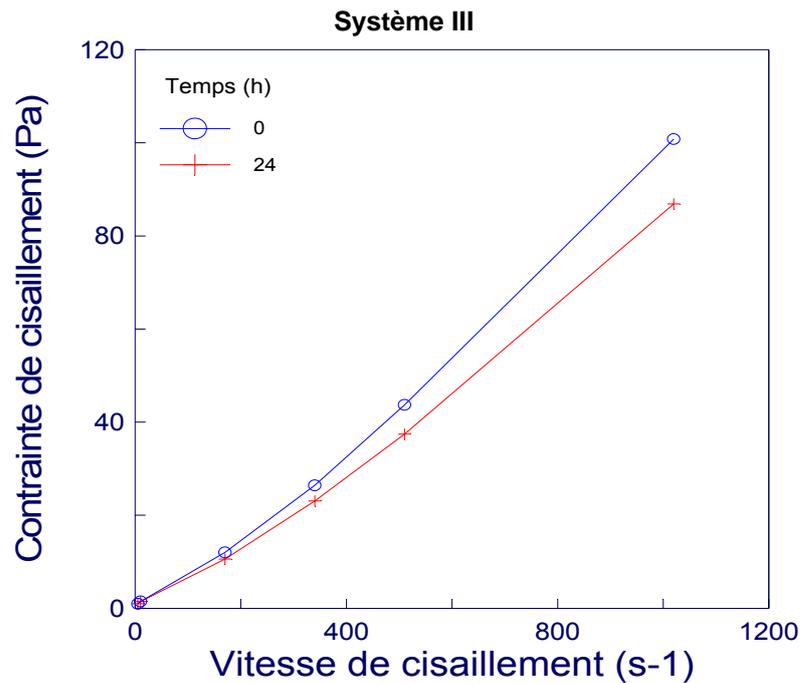


Figure 32 : Influence du temps de vieillissement

On a une légère variation des paramètres rhéologiques à des vitesses de cisaillement élevées pour les trois systèmes I, II, et III.

Sur chantier, le fluide de forage est recyclé, réinjecté, soumis à des facteurs d'exposition à l'air libre, contaminé, etc...D'où la maîtrise de la variation des paramètres rhéologiques est de mise pour maîtriser les paramètres de forage, qui sont très importants pour assurer le maximum des fonctions et du rôle d'un fluide de forage pour la traversée d'une section donnée.

IV.C.3 CONTAMINATION DES SYSTEMES DE BOUES CONVENTIONNELS ET SUBSTITUES PAR LES SOLIDES DE LA FORMATION A DIFFERENTES CONCENTRATIONS

Pendant le forage, divers facteurs sont susceptibles de modifier les caractéristiques physico-chimiques de la boue et pourraient même la rendre parfois inutilisable si on ne prenait pas des mesures appropriées.

Dans ce contexte, nous nous sommes intéressés à l'étude de l'influence des particules solides prélevés du Trias Argileux Gréseux de la région de HMD sur le comportement rhéologique de chacun des systèmes de boue (boue conventionnelle, boue substituée (Pol 1, Pol 2 + Pol 4, Pol 3)). Les différents systèmes de boue conventionnelle et substituée ont été préparés suivant le même protocole que précédemment, puis ils ont été contaminés par les solides de la formation à différentes concentrations et mis sous agitation pendant 10 mn.

Les mesures rhéologiques sont représentées sur les figures 35 à 38.

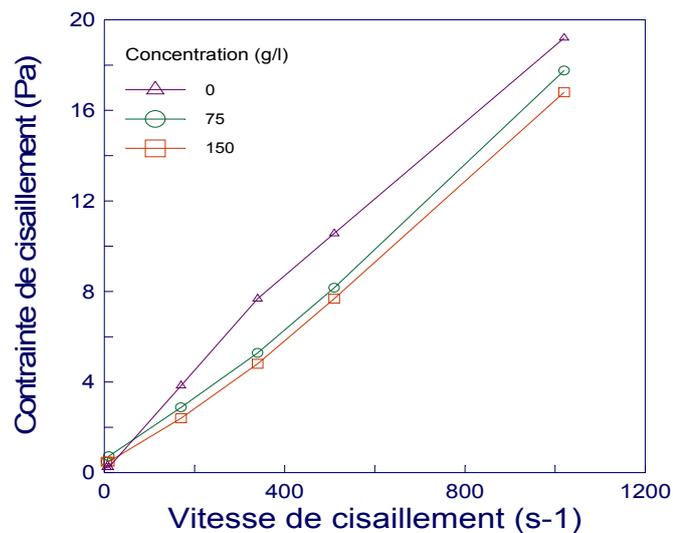


Figure 33 : Courbes d'écoulement pour différentes concentrations (boue conventionnelle)

La contamination de la boue influe fortement sur les caractéristiques du fluide de forage. Les valeurs des paramètres rhéologiques diminuent.

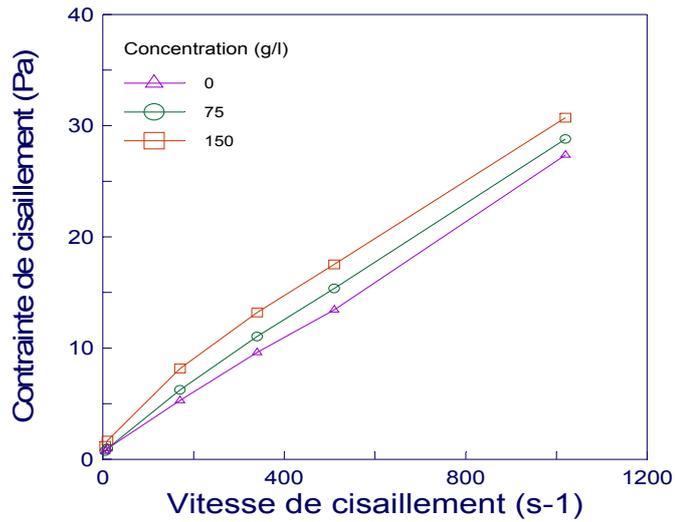


Figure 34 : Courbes d'écoulement pour différentes concentrations (Système I)

Les résultats montrent que le système I gagne en performances, c'est-à-dire il renforce les paramètres rhéologiques en rajoutant un viscosifiant. Ceci peut être appliquée pour améliorer les performances du fluide de forage.

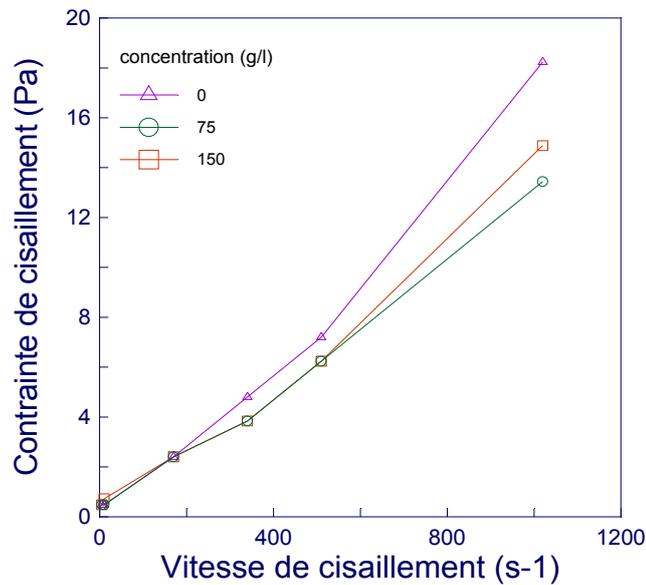


Figure 35 : Courbes d'écoulement pour différentes concentrations (Système II)

La contamination des systèmes II montre une diminution de leurs caractéristiques rhéologiques avec l'augmentation de la concentration.

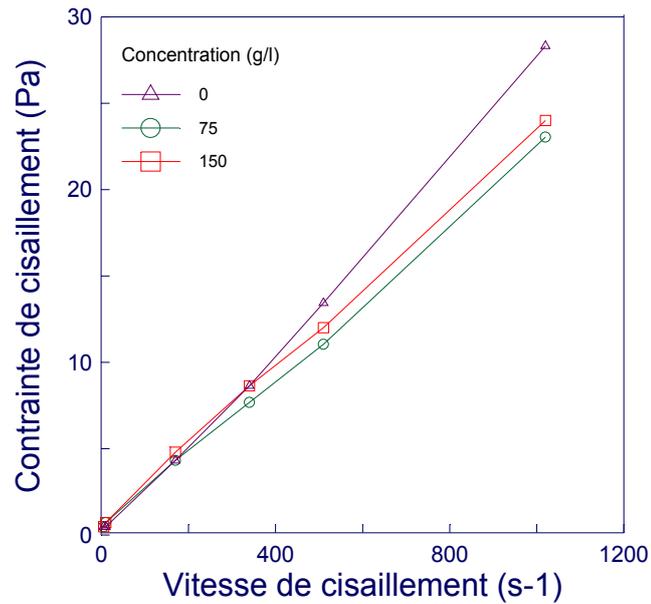


Figure 36 : Courbes d'écoulement pour différentes concentrations (Système III)

Nous remarquons que :

- la contamination de la boue conventionnelle par les échantillons du Trias Argileux gréseux provoque une chute de la contrainte de cisaillement avec l'augmentation de la concentration en solide ;
- la contamination du système I révèle un résultat très important qui est l'augmentation de la contrainte de cisaillement en fonction de l'augmentation de la concentration en solide ;
- La contamination des systèmes II et III montre une diminution de leurs caractéristiques rhéologiques avec l'augmentation de la concentration.

IV.D- ETUDE DE L'IMPACT DE LA BOUE SUR LA FORMATION GEOLOGIQUE

Les pertes de boues dans les formations sont dues principalement à l'existence de fissure (plus ou moins grandes) dans les formations, que ces fissures existent intérieurement (in situ) au forage ou qu'elles soient créées pendant le forage. Les autres facteurs n'agissent qu'en deuxième position pour aggraver la perte (sauf les surpressions qui sont parfois la cause même de la fracturation donc de la perte). Il faut d'ailleurs souligner qu'il existe d'autres méthodes permettant quelque fois de résoudre ces difficultés. Le colmatage peut être réalisé au moyen de matériaux divers qui remplissent les cavités de la formation.

L'endommagement des drains traversés par filtration du fluide de forage ne peut être totalement évité à cause de la surpression nécessaire que doit exercer la colonne de boue sur le réservoir. Les études de laboratoire s'intéressant à l'endommagement des abords du puits par les fluides de forage injectés, sont abordés sous des aspects théorique et expérimental. Ces études doivent procéder à une qualification des fluides endommageant et aborder les problèmes de remédiation. Cela consiste à la recherche de formulations de fluides adaptées de la roche et des fluides contenus. Des techniques de laboratoire permettant de simuler la filtration du fluide de forage, de définir la loi de filtration dans la roche et d'évaluer le potentiel de l'endommagement.

La procédure de réalisation d'un test complet d'endommagement et de restauration de perméabilité à partir d'une roche comprend les étapes suivantes :

- préparation des échantillons et mesure de leur caractéristiques pétrophysiques et mise en saturation diphasique eau-huile ;
- filtration du fluide de forage ;
- mesure de la perméabilité restaurée .

IV.D .1 MESURE DE LA PERMEABILITE INITIALE K_i

L'échantillon saturé à l'eau de gisement est soumis au drainage à une huile inerte, le SOLTROL 170, dans le sens de production du puits jusqu'à établir une saturation irréductible en eau. La perméabilité correspondante à un régime d'écoulement stable, sera considérée comme étant la perméabilité initiale à l'huile de l'échantillon et sera prise comme référence. Fig.37

IV.D.2 MESURE DE LA PERMEABILITE FINALE K_f

Après décolmatage, on laisse l'équipement refroidir et on mesure la perméabilité finale à température ambiante et dans les mêmes conditions que précédemment.

La perméabilité de chaque fluide est déterminée à partir de l'équation de Darcy :

$$K = \frac{Q \cdot \mu}{\left(\frac{\Delta P}{L}\right) \cdot S} \cdot 1000 \quad (13)$$

IV.D.3 ETUDE DU COLMATAGE

Le colmatage sera étudié dans la phase 8''1/2 située avant le réservoir. Les essais de colmatage se sont déroulés dans les conditions de fond en terme de température et de pression. Ils consistaient cependant à simuler l'envahissement des échantillons de roche, par la formulation de boue qui traverse la phase considérée et estimer ainsi le degré de colmatage. Les échantillons ont été taillés sous forme de plugs cylindriques de 1''1/2 (40 mm) de diamètre et 40 à 60 mm de longueur. La boue est injectée à travers le plug avec une ΔP de 20 kg/cm². Le test a été effectué à une température de 80°C et un temps d'exposition maximal de 3 heures.

Après avoir mesuré la perméabilité initiale et finale, on détermine le pourcentage de colmatage à partir de :

$$\%Colm = \frac{K_i - K_f}{K_i} \cdot 100 \quad (14)$$

Les résultats obtenus pour les différents systèmes de boue neuve et contaminée sont représentés sur les tableaux 18,19 et 20.

Tableau 18 : Taux de colmatage pour les différents systèmes de boue neuve

	K_{air} (md)	P_{inj} (kg/cm ²)	$P_{c\ inj}$ (kg/cm ²)	K_i (md)	K_f (md)	Colmatage (%)
B.S.S Conv	461,92	30,00	10,00	154,3	58,90	61,80
Système I	316,93	30,00	10,00	119,9	27,80	76,80
Système II	338,29	30,00	10,00	132,9	36,90	72,20
Système III	510,40	30,00	10,00	141,8	41,90	70,50

Tableau 19 :Taux de colmatage pour les différents systèmes de boue contaminée (C1 g/l)

	B.S.S Conv	Système I	Système II	Système III
K_{air} (md)	960,16	1271,50	1283,55	1286,13
P_{inj} (kg/cm ²)	30,00	30,00	30,00	30,00
$P_{c\ inj}$ (kg/cm ²)	10,00	10,00	10,00	10,00
K_i (md)	341,30	569,30	360,50	362,10
K_f (md)	110,90	79,60	36,50	76,30
Colmatage (%)	67,50	86,00	89,90	78,90

Tableau 20 : Taux de colmatage pour les différents systèmes de boue contaminée C₂,g/l

	B.S.S Conv	Système I	Système II	Système III
K _{air} (md)	954,08	1200,28	1273,27	1286,37
P _{ini} (kg/cm ²)	30,00	30,00	30,00	30,00
P _{c ini} (kg/cm ²)	10,00	10,00	10,00	10,00
K _i (md)	377,20	553,30	359,90	372,70
K _f (md)	105,50	51,10	34,30	55,90
Colmatage (%)	72,00	90,80	90,50	85,00

Le traitement matriciel de ces endommagements simulé au laboratoire, s'effectue par l'application de solutions traitantes sur le dépôt de cake. Des essais permettent d'évaluer les performances des différentes formulations et de sélectionner la formulation optimale du fluide de traitement. Les essais de colmatage se sont déroulés en conditions de fond en terme de température et de pression. Ils consistaient cependant à simuler l'envahissement des échantillons de roche, par la formulation de boue qui traverse la phase considérée et estimer ainsi le degré de colmatage.

Les résultats obtenus montrent bien que le taux de colmatage moyen pour les trois systèmes de boue à l'état neuf est de l'ordre de 73,2%, qui est supérieur au pourcentage de colmatage de la boue conventionnelle (61,8%). Ce taux de colmatage permet cependant de colmater la formation contre les pertes de boue. Ces polymères jouent alors le rôle de colmatant.

D'autre part, nous observons pour ces systèmes de boue après leur contamination par les échantillons de la formation, une augmentation du taux de colmatage en fonction de l'augmentation de la concentration. Ceci peut être expliqué par l'augmentation du volume des agrégats qui engendrera le colmatage des pores de la formation (formation d'un gâteau de filtration). Ainsi, nous pouvons donc conclure que les trois systèmes ci-dessus, colmatent mieux la formation contre les pertes de fluide à travers la formation.

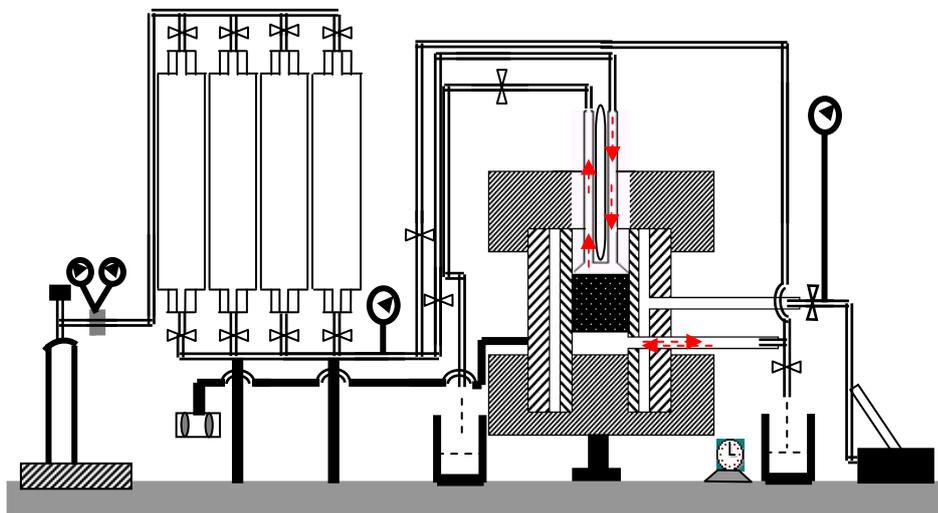


Fig.37 : Equipement de déplacement en milieu poreux

On présente dans la figure 37, un équipement permettant de réaliser des tests de déplacement en milieux poreux, le fluide de forage est injecté et ensuite il circule à travers des échantillons de roches pour la mesure du taux de colmatage ou taux d'endommagement.

IV.D.4- CONCLUSION

L'

objectif de cette partie était de mettre au point un système de boue salée saturée substituée par des polymères (polyacrylamides) afin de répondre aux problèmes rencontrés lors du forage de la phase 8" ½ de la région de Hassi Messaoud.

Ainsi, on a identifié la nature des échantillons prélevés du Trias Argileux Gréseux de la phase 8" ½ de la région de Hassi Messaoud par une caractérisation physico-chimique de ces argiles. Ceci a été introduit dans le but d'étudier le taux de contamination du système de boue utilisé pour le forage de la phase en question en présence de ces différents types d'argiles.

Les différents tests effectués ont montré que ces échantillons sont constitués essentiellement de quartz et d'argile qui est composée principalement de kaolinite, de chlorite avec un très faible pourcentage d'illite. Ces argiles possèdent un caractère non gonflant.

Une étude sur les performances rhéologiques des polyacrylamides a été effectuée par la suite afin de connaître l'évolution de leur propriétés en solution en fonction de certains paramètres imposés par la nature du puits de gisement (température, agitation et salinité). Les résultats expérimentaux ont montré que le polymère «Pol 1» présente un meilleur pouvoir viscosifiant et ce quelque soit la concentration ou la température de ce dernier.

L'application de ces polymères comme agent viscosifiant dans les boues salées saturées a permis d'optimiser trois systèmes de boue.

L'analyse rhéologique de ces systèmes a montré que les courbes d'écoulements présentent toujours une contrainte seuil. La modélisation du comportement de ces différents systèmes avec les modèles rhéologiques a montré que le modèle d'Hershel Bulkley corrèle mieux les résultats expérimentaux étudiés, et ce, pour la boue conventionnelle et les trois systèmes substitués.

Par ailleurs, cette analyse a révélé que les trois systèmes substitués ont des paramètres rhéologiques plus élevés que ceux donnés par la boue conventionnelle.

D'autre part, la contamination de ces systèmes de boue par les échantillons du Trias Argileux Gréseux à différentes concentrations a donné à la boue substituée par le Pol1 un meilleur comportement rhéologique (comportement viscoplastique) avec des caractéristiques rhéologiques plus élevées que celles de la boue conventionnelle et ce jusqu'à une concentration supérieure à 100g/l.

La dernière phase de ce chapitre a été consacrée à l'étude de l'écoulement de la boue à travers un milieu poreux et donc à l'étude du colmatage de la boue. Les tests de colmatage effectués sur la roche du Trias Argileux Gréseux par les différents systèmes substitués ont donné un bon pourcentage de colmatage comparativement à celui causé par la boue conventionnelle. Ce pourcentage augmente en fonction de l'augmentation de la concentration en solide de la formation.

Malgré les progrès de tout ordre réalisés au cours des vingt dernières années les pertes de boue constituent, de nos jours encore, C'est un obstacle puisque mis à part les cas très particuliers où le forage peut se poursuivre en injection perdue la perte impose un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible et c'est de toute manière un problème grave puisque même si l'on estime à priori le mal curable, les opérations qu'il est nécessaire d'entreprendre entraînent des dépenses dont le seuil de rentabilité est souvent très difficile à déterminer et des risques pouvant aller jusqu'à la perte du puits.

Le contour, c'est de toute évidence, le milieu avec ses formations, ses terrains, ses faciès, son histoire géologique, ses résistances mécaniques, la taille de ses vides, quels qu'il soit, la forme et l'étendue de leurs liaisons.

V.I- PRINCIPAUX TYPES DE PERTES ET LOCALISATION

Comme les venues, les pertes en circulation sont la conséquence logique d'un déséquilibre de pression, existant ou crée, momentané ou permanent, entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage (**Messenger, 1973 ; Canson, 1985 ; Bardeen, 1956 ; Howard, 1951 ; Goins, 1953**)

Elles se produisent, dans des vides créés (fractures ou fissures induites) lorsque la pression exercée par la colonne de boue est supérieure à la pression de seuil de fracturation de la formation. C'est le cas moins fréquent de ce qu'il a convenu d'appeler : pertes par craquage ou de deuxième type.

Bien qu'il soit assez difficile d'établir des frontières précises : on peut cependant dire que les premiers auront pour siège principalement :

- ❖ Les formations naturellement fissurées ou cavernueuses au premier rang des quelles les roches fortement carbonatées (calcaire, craies, dolomies, craies dolomitiques) traversées par les eaux de dissolution;
- ❖ Les formations macro perméables récentes et non cimentées, tels que les lits de graviers ou de sable très grossier;
- ❖ Les zones faillées, broyées au sein desquelles les mouvements techniques ont développé des réseaux de fissures sub-verticales qui sont restées inférieures aux résistances mécaniques des roches;
- ❖ Les remplissages par ciments divers n'ont pu avoir lieu.

Des forces de cohésion caractérisées par ce qu'il a convenu d'appeler 'seuil de résistance à la fracturation ' inférieures à la pression hydrostatique ou dynamique exercée par la colonne de boue au repos ou en circulation.

Dans le cas des premières, le phénomène de perte partielle ou totale évoluera, circulation stoppée, vers un équilibre plus ou moins significatif, lié à la baisse du niveau de boue dans

le puits, avec comme caractéristique le fait que les volumes perdus ne soient jamais rendus par la formation.

Dans le cas des deuxièmes, l'allure du phénomène pourra être identique si le seuil de résistance à la fracturation est inférieur à la seule pression hydrostatique de la colonne de boue au repos, car dans le cas où se seraient les surpressions dues aux pertes de charge dans l'espace annulaire qui ont provoqué la fracture, il pourra y avoir retour quasi total ou partiel du volume perdu.

Il n'y a donc pas de règle absolue permettant de déterminer si une perte est du premier type (naturelle) ou du deuxième (par craquage) car seul un phénomène de retour caractérisé permet d'affirmer qu'il s'agit d'un craquage.

Néanmoins, la connaissance que l'on peut avoir des gradients régionaux de pression comparée aux densités utilisées permet souvent de se faire une idée raisonnable et en particulier de décider s'il y a lieu ou non de diminuer la densité de la boue utilisée.

V.II- TYPE DES ZONES A PERTES EN CIRCULATION

V.II-1- Les pertes naturelles

(A) - pertes à travers les pores /matrices

Pour que la boue entière soit perdue dans les ouvertures, la formation doit être environ trois fois plus grande que la dimension de la particule trouvée dans la boue, donc la formation doit avoir une perméabilité avec excès de 10 à 25 darcy pour une boue bien formulée. Par conséquent ce type de perte est emprisonné dans des sables grossiers et graviers, en particulier les formations de surface.

(B) - formations qui contiennent des fractures naturelles perméables

Ces pertes peuvent se produire même en overbalance inférieure à 50 psi. Les fractures naturelles perméables peuvent être trouvées dans la plupart des types des formations et peuvent être causées quelques-uns des incidents de la circulation perdus les plus gênants. Dans les ouvertures de la fracture de la mer Nord aussi large que 3 mm, les pertes ont été enregistrés.

(C) - formations cavernueuses

Sur périodes géologiques du temps, calcaires, dolomites et sels sont soluble par les eaux sous terrains facilement. Cela peut mener à la création de fractures et cavernes qui alignent de dimension de l'épingle pour percer un tunnel la dimension. (Au Viêt-nam, cavernes que les plusieurs mètres ont été rencontrés largement.)

V.II-2 Les pertes provoquées

Pertes aux fractures provoquées se produisent quand l'ECD dépasse l'inclinaison de la fracture, causer la formation pour se casser. Ces pertes se produisent souvent pendant des mouvements puissants de la pression. Fracturer les inclinaisons ne peuvent pas être extrapolées avec profondeur linéairement, mais changer avec changement dans le type du casier. Donc certaines formations sont plus susceptibles à une fracture provoquée que d'autres. Pertes dans les fractures provoquées peuvent être particulièrement gênantes depuis qu'ils peuvent causer l'adhérence différentielle, même le taux de la perte bas.

Les overbalances excessifs peuvent causer des formations fondamentalement stables pour perdre le fluide à travers les pores.

Aussi bien que comprendre le type de la zone de perte, traitement correct de la circulation perdue exige une appréciation de la sévérité des pertes.

V.III- CAUSES PRINCIPALES ET METHODES DE PREVENTION :

Les pertes en circulation sont la conséquence directe et logique d'un déséquilibre de pression existant ou crée, momentané ou permanent, entre le milieu traversé et les fluides utilisés dans le forage.

Ce déséquilibre a très souvent des causes parfaitement naturelles contre lesquelles il est difficile de se prémunir comme par exemple la rencontre de fissures ou fractures ouvertes occupées par un fluide (air ou eau) sous pression normale.

Si tel est le cas, et pour peu que la densité de la boue soit supérieure à 1, la perte sera difficilement évitable.

Il en sera de même chaque fois que dans une même phase de forage l'adoption de densités de boue élevées pour combattre soit des phénomènes de parois, soit des venues de fluide sous pression anormalement élevées, créera au niveau de formations sous-jacentes de moindre résistance mécanique des surpressions supérieures au seuil de craquage de ces formations.

Pour illustrer ce propos, rappelons que cette phase de forage est caractérisée par la nécessité d'élever la densité de la boue à des valeurs voisines de deux contrebalancer des venues d'eau chlorurée calcique du Lias et le fluage de banc d'argiles du trias.

Or, sur les cinquante derniers mètres de la phase, la base du Trias est constituée par des grès argileux fortement micro fissurée, de faible résistance mécanique supportant au mieux les pressions dynamiques d'une boue circulant à densité 1,95, mais supportant très rarement les pressions développées, dans les mêmes conditions, avec des boues de densité 2,05 en plus.

Mais, en dehors de ces causes naturelles, il en existe d'autres tout aussi nombreuses qui bien que très peu connues, soient trop souvent oubliées ou sous estimés au nombre desquelles nous citerons.

Les surpressions et dépressions dues aux manœuvres trop rapides;

Les reprises brutales de pompage;

Le reforage systématique avant ajout de tige;

Les changements brutaux de type d'écoulement.

V.III.1- Surpressions et dépressions dues aux manœuvres trop rapides

De toutes les causes accidentelles, donc qui pourraient être évitées, mettre l'accent sur l'importance que peuvent atteindre ces surpressions et dépressions (5 à 50 kg/cm² suivant les cas) ou si l'on préfère des augmentations ou diminutions artificielles de l'effet de la densité de boue du même ordre qu'une augmentation ou diminution réelle de quelques points à plusieurs dizaines de points.

Très souvent, des formations fragiles qui, sous réserve de quelques pertes légères, avaient supporté le forage et en quelque sorte se consolidaient lentement par colmatage de cake, sont le siège de pertes uniquement dues au fait qu'une remontée trop rapide a eu pour effet de détruire ce colmatage et que la descente à crée des surpressions trop fortes.

Face à une situation donnée, ingénieur de forage, super intendant ou chef de chantier et boueux devront calculer et traduire en abaques simples les valeurs de ces surpressions et dépressions pour un certain nombre de cas de figures (vitesse de manœuvre et caractéristiques significatives boue) de manière à fournir au maître-sondeur un guide pratique qui le met en garde contre les conséquences nuisibles possibles de son ardeur à bien faire.

V.III.2- Reprise brutale de pompage :

Bien que ce soit l'A.B.C du métier, combien de foreurs se préoccupent toujours de modifier l'allure, de la mise en route des pompes en fonction des variations de la boue ? Imposer une remise en route progressive et un seuil de pression à ne pas dépasser.

V.III.3- Reforages systématiques avant ajout de tige:

Cette pratique (on remonte de la hauteur de la tige carrée et tout en conservant circulation et rotation, on descend à bonne ou grande vitesse pour " bien nettoyer") a pour effet immédiat de surimposer les pertes de charge normales liées au débit et les surpressions dues à la manœuvre rapide.

Elle est très souvent inutile et sous sa forme brutale à proscrire.

V.III.4- Changements brutaux de types d'écoulement:

Il arrive que des formations se cavent ; il arrive qu'on soit bien forcé de s'en accommoder ou qu'on fasse volontairement l'impasse sur le cavage et il arrive aussi qu'au type d'écoulement laminaire (voulu ou pas) ces caves se remplissent de cuttings et, en conséquence, provoquer par obstruction de l'annulaire un à coup de pression susceptible de provoquer le craquage d'une formation.

Quand une diminution de viscosité et gel de la boue s'impose, il sera donc recommandé de procéder par diminution progressive pour conclure, nous dirons que les pertes sont au moins pour moitié la conséquence de surpressions brutales qui peuvent être évitées ou pour la moins minimisées.

La prise de conscience des valeurs possibles de ces surpressions et des méthodes qu'il convient de mettre en œuvre pour le réduire, constitue la meilleure approche d'une politique de prévention.

V.IV- REMEDES CURATIFS

Bien que toutes les précautions aient été prises, des pertes sont possibles, des procédés à posteriori permettront de les combattre.

Ce cas se présente principalement dans les couches fortement perméables, fracturées naturellement ou cavernueuses, les pertes sont presque indépendamment de la conduite du forage et les mesures préventives sont peu efficaces.

Signalons ici un procédé dit particulier consistant à interrompre le forage dès qu'une perte est constatée et à attendre un certain temps ± 9 (procédé dit : waiting periods) : on laisse ainsi aux formations le temps de se remettre en place et de s'ajuster aux nouvelles conditions de pression, la perte pourra ne pas se reproduire à la reprise du forage.

On attribue le succès de ce procédé à la déshydratation et à l'épaississement de la boue dans la zone de perte pendant la période d'arrêt.

La nature des remèdes utilisés dépend naturellement de la nature et de l'importance de la perte. En pratique, on utilise les procédés dans leur ordre d'efficacité croissante.

V.V- PRINCIPAUX TYPES DE PRODUITS ET BOUILLIES COLMATANTES

Il existe un très grand nombre et une très grande variété de produits colmatants (lost circulation materials) disponible dans le commerce (**ARTEP, 1988**)

Ces produits sont en général mélangés aux boues en circulation ou incorporés en proportion plus importante dans des bouchons de boue injectés par la suite au droit des zones à pertes, il existe également des produits de base servant à la confection de "bouillies" colmatantes, telles que bouillies de ciment, ces bouillies pouvant recevoir en appoint les produits précédents.

Notre propos n'est pas de les citer tous, mais de dresser la liste des principaux en indiquant leurs caractéristiques.

V.V.1- Réduction de la perméabilité de la couche par un colmatage directe ou indirecte

Cette opération peut être réalisée de diverses façons, au moyen de produits colmatants différents.

On peut classer ces méthodes

- ❖ Soit suivant la " consistance " du fluide colmatant, après son injection dans la formation : on distinguera ainsi des " bouchons mous " et des " bouchons durs " .
- ❖ Soit suivant le procédé d'injection du fluide colmatant dans la formation : l'injection peut n'être pas contrôlée ou au contraire on peut " forcer " ("squeezer") le produit dans la formation de manière à mieux la colmater.
En général, lorsque le colmatage résulte de la plasticité ou de la résistance du produit, celui-ci est " forcé " dans la formation.

V.V.1.1- Remplissage des cavités de la formation par des produits ne faisant pas prise("bouchons mous") :

Les bouchons obtenus sont dits mous par opposition aux bouchons dits durs ayant une résistance considérablement plus élevée.

Ce type de méthode est particulièrement indiqué lorsqu'on devra tuber ultérieurement avant d'augmenter la densité de la boue. On peut utiliser l'un ou l'autre des moyens ci-après.

V.V.1.1.a- Colmatage par un gel :

Ce type de colmatage peut être réalisé de plusieurs façons ; le processus sera toujours le même ; la (ou les) boue sera fluide dans le trou et s'épaissira dans la formation.

Solution N°1 : boue épaissie par un produit alcalin (action due à l'influence du PH).

Une boue à 6-7% de bentonite est pompable; à pH 11.5-12.5 elle est transformée en un gel qui constitue un excellent agent colmatant. Cette propriété peut être utilisée pour colmater les zones perméables.

La principale difficulté est la réalisation du mélange boue-produit alcalin (chaux, ciment, silicate de soude, carbonate de soude, soude caustique...) car ce mélange est in-pompable dans les tiges lorsque la boue est transformée en gel.

Solution N°2 : boue traitée par un phosphate complexe, détruit par la chaleur.

Cette méthode est basée sur la destruction, sous l'action de la chaleur, des polyphosphates se trouvant dans une boue à la limite de sa pompabilité, phénomène auquel s'ajoute l'influence favorable de la thixotropie. Le polyphosphate est converti en orthophosphate, d'autant plus rapidement que la température est plus élevée et la boue est, de ce fait, épaissie.

Cette méthode ne donne de résultats satisfaisants qu'à partir d'une certaine profondeur de l'ordre de 2000 à 2500 m pour un degré géothermique normal.

Afin de ne pas laisser le temps à ces particules de s'hydrater en surface ; on injectera cette boue aussitôt après sa préparation (un produit colmatant pourra également être ajouté à la boue) et on la posera comme un bouchon de ciment en face de la zone de perte.

Les conditions indispensables aux succès de cette méthode sont les suivantes :

- Température suffisamment élevée;
- Boue surchargée en matériel argileux;
- Attente suffisante après la pose du bouchon;
- Reprise de la circulation avec une boue de viscosité normale.

Solution N°3 : mélange de deux boues différentes au niveau de la zone de perte.

Cette méthode a été utilisée avec succès dans la Gulf Coast lorsque la boue utilisée était à pH élevé ou au silicate de soude. On prépare une boue contenant le plus possible d'argile de faible rendement et rendu pompable par addition de phosphates. Cette boue est pompée par l'intérieur des tiges : en arrivant au fond du trou, elle est contaminée par la boue à pH élevé ou au silicate et il en résulte une pâte très épaisse. Cette pâte est forcée dans la formation en pompant à la fois dans les tiges et dans l'espace annulaire (rapport des volumes : 20 pour la boue préparée et 1 pour la boue du puits).

L'application de cette méthode est cependant délicate car il faut contrôler le rapport des débits. Elle est aussi relativement coûteuse (prix de silicate de soude). C'est pourquoi on a préconisé de préférence l'utilisation d'un "ciment argileux".

Solution N°4 : utilisation d'un ciment argileux.

Le matériau est constitué d'un mélange d'une argile spéciale, d'un silicate d'alumine (destiné à augmenter la résistance du bouchon) et d'un retardateur (pour augmenter la période pendant laquelle la suspension reste fluide).

Immédiatement après mélange, la suspension est pompable ; elle peut facilement être injectée au niveau de la couche poreuse et, ensuite, être forcée dans la formation. Peu de temps après la mise en place, le gel augmentera rapidement ; le forage pourra être repris après un bref délai, sans risque de perte.

Les propriétés du produit sont très intéressantes pour le but recherché :

- Du fait de son faible filtrat, le ciment argileux peut être forcé en toute sécurité dans la formation, sans risque de prise accélérée (par suite de l'augmentation de la concentration résultant de la perte d'eau);
 - Le gel élevé assure un meilleur contact entre le produit et la formation (meilleure résistance à la dilution par les eaux des formations, meilleure élimination de ces fluides) et permet de boucher de plus grandes crevasses;
 - Le phénomène de durcissement n'est jamais brusque ; il n'y a donc pas de danger de coincement du train de tiges;
 - On peut traiter en une seule opération une zone de pertes plus importante qu'en opérant avec les ciments ordinaires, à cause de la faible densité et de la forte résistance du gel;
 - Du fait de la faible résistance finale obtenue avec le ciment argileux, les bouchons sont faciles à reforer et les déviations sont peu à craindre;
 - Le ciment argileux n'est pas préjudiciable aux caractéristiques physiques de la boue;
 - Son prix de revient est inférieur à celui des ciments classiques.
- Ce produit ne convient pas dans tous les cas mais il semble comporter des avantages certains.

Solution N°5 : bouchon d'huile et de bentonite.

Des essais de laboratoire montrent qu'une suspension concentrée de bentonite dans l'huile diesel, à une concentration d'eau moins 300 lb/bbl (855 kg/m³), s'épaissit considérablement

quand on la mélange avec de l'eau ou une boue à l'eau dans le rapport de 2 parties pour 1 partie d'eau ou de boue.

D'autres types de suspension ont été utilisés : ciment dans l'huile, plâtre dans l'huile, ciment et bentonite dans l'huile..., dans ce cas le bouchon sera "dur".

Le mélange est pompable aussi longtemps qu'il n'est pas en contact avec de l'eau ou de la boue, aucune hydratation n'étant possible dans l'huile.

Cette méthode récente serait très efficace, spécialement dans les zones à grande porosité ou présentant des fissures. Elle comporte divers avantages : court arrêt du forage, pas de risque de coincement ni de contamination de la boue.

L'utilisation d'un produit colmatant à base d'hydrocarbures pose problème de son incidence sur la détection des hydrocarbures : cette méthode risque de gêner la détection de l'huile brute et des hydrocarbures gazeux dans la boue et les déblais.

Solution N°6 : bouchon de boue à l'huile.

Cette technique également très récente, est différente de la précédente. La mise en œuvre est la même et les avantages sont semblables.

Son est la suivante : certaines boues à l'huile s'épaississent considérablement quand elles sont contaminées par l'eau ou par la boue à l'eau.

La mise en œuvre est donc la suivante : on pompe 1 m³ environ d'une telle boue dans la zone de perte ; elle s'épaissit fortement et colmate ainsi la formation.

Solution N°7 : gel analogue à celui utilisé dans le procédé hydraté.

Ce gel, analogue semble-t-il à celui utilisé dans le problème de fracturation hydraulique hydrafrac, est préparé en surface et injecté dans le puits dès que sa résistance est suffisante ; on ne cherche pas évidemment à la briser, comme dans le procédé hydrafrac.

Ce procédé est avantageux : le gel ne coince pas les tiges et endommage pas la boue.

V.V.1.1.b- colmatages par des produits spéciaux, dit produits colmatants :

V.V.1.1.b.1-classification de ces produits

Une étude systématique et générale de ces produits n'a pas vraiment été entreprise (**Bacon, 1968**).

Le nombre des produits colmatants susceptibles d'être utilisés est relativement élevé. Voici une liste non limitative, à titre d'exemple : paille, foin, barbe de maïs, lamelles de mica, cosses de coton, canne à sucre, cosses de riz, graines, pulpe de betterave, son de blé, copeaux de bois, écorce de bois rouge, fumier, tourbe de marais, sciure roches volcaniques, strata seal, bandes de Cellophane, vermiculite, papier haché, cordes de chanvre coupé, fibres de cuir, déchets de matières cellulosiques, fibres de bois, plastiques, caoutchouc moulu,... etc.

On peut être tenté de classer ces produits à divers points de vue :

- **D'après leur origine** (produit naturel ou synthétiques)

Cette classification serait arbitraire car on serait amené à classer dans la même catégorie des produits dont le mécanisme d'action est différent. Une caractéristique commune à la plupart des produits naturels est qu'ils sont susceptibles de fermenter sous l'action des bactéries alors que les matériaux inertes resteront stables.

- **D'après la stabilité de l'action des produits**

Cette classification ne conviendrait pas non plus car des matériaux stables peuvent différer grandement à d'autres points de vue ;

- **D'après les caractéristiques des particules**

Forme, taille résistance ou rigidité, densité, à noter que certains produits peuvent être rigides à l'état sec et perdre cette rigidité quand ils sont en suspension.

- **D'après le mécanisme de leur action colmatante**

Certains produits contribuent à la formation d'un film ou d'un bouchon (agents dits "plugging"), d'autres forment une structure rigide, une sorte de charpente (agents dits "bridging").

En tenant compte de leur influence sur les caractéristiques de la boue:

- Action fluidifiante de certains produits naturels contenant des tanins;
- Action épaississante des produits, fonction de leur concentration dans la boue (qui limite la concentration maximale d'utilisation, pour des raisons de pompabilité et d'augmentation de pression de refoulement);
- Action sur les caractéristiques de filtration de la boue;
- Action sur d'autres caractéristiques de la boue : densité, pH, ...etc.

Pratiquement, nous classerons les produits d'après le mécanisme de leur action, qui résulte des caractéristiques des particules.

V.V.2- Divers types de produits et leurs caractéristiques produits lamellaires, formant un colmatage surtout superficiel:

Ces produits ont la forme de lamelles, de faibles épaisseurs, caractérisées par leur longueur et leur largeur.

Ces lamelles se déposent contre les parois du trou ou bien pénètrent à l'intérieur des pores ; elles permettent un colmatage plus superficiel que profond et servent de support au cake, ce support étant flexible et non rigide.

Ces produits sont très difficiles à dimensionner ; la répartition granulométrique des particules n'est pas excellente. C'est pour cela que le colmatage obtenu est moins bon : il existera des fissures non colmatées du fait de la forme des lamelles ; le contrôle des pertes ne sera pas absolument parfait.

Il est désirable que le cake formé ne soit pas trop épais, ce qui risquerait de coincer les tiges , de plus, lors des manœuvres, le cake pourrait être arraché, d'où un nouveau danger de pertes.

Parmi les produits de cette catégorie, on peut citer :

- ◆ **Le mica broyé :**

Utilisé à la concentration approximative de 2 à 5 % en poids, il est ajouté à la boue dans un intervalle de temps relativement court (1à2 cycles) et, en cas d'un excès, le traitement n'est pas répété avant plusieurs heures. Ce produit peut être livré en plusieurs dimensions. On peut utiliser conjointement le mica et les lamelles de cellulose dans le rapport mica/cellulose : 3/1.

- ◆ **La Cellophane :**

Se présente en petites lamelles allongées de dimensions variables, mais passant toujours dans les événements du trépan. Ces lamelles doivent rester assez résistantes lorsqu'elles sont mouillées (même par l'eau salée). On l'utilise à la concentration de 3 à 10 kg/m³, soit dans la boue, soit dans le ciment.

Produits fibreux pouvant former un "bouchon" à l'intérieur de la formation:

Ces produits sont constitués par des fibres d'origine organique dont les dimensions sont mal définies : elles sont caractérisées par leur longueur et leur diamètre.

Ces fibres peuvent pénétrer dans les pores de la formation et les colmater plus ou moins profondément. De ce fait, le colmatage sera meilleur.

Cependant, les fibres ont une faible résistance mécanique à l'extension : sous l'influence de fortes pressions différentielles, le colmatage risque de ne pas être durable.

La quantité de produit nécessaire pour obtenir un bon colmatage dépend évidemment de la grosseur relative des pores et des éléments du produit. Cependant, de bonnes charges fibreuses peuvent être employées en quantité limitée : un bouchon de boue de 5 à 10 m³ peut suffire en général. Il est donc possible d'avoir en stockage un certain volume de boue chargée que l'on peut injecter au moment où cela est nécessaire. La concentration à utiliser est de l'ordre de 3 à 4 % en poids.

Les fibres du produit peuvent être quelque fois agglomérées (coques de coton, débris d'éponge...).

♦ **Fibres de bois :**

Elles se dispersent bien et ne s'agglomèrent pas en "corde" dans les pompes ; on peut les utiliser dans des opérations de "squeeze".

V.V.3- Bouillies colmatantes:

Parmi les principaux types de bouillies colmatantes, on peut citer :

- Les laitiers de ciment utilisés seuls ou avec incorporation des produits colmatants ou avec additif accélérateur ou retardateur de prise en fonction de la profondeur.
- Le choix entre ciment à prise rapide (fondu) portland ou ciment spécial retardé dépendra de la profondeur de la zone à traiter, de la marge de sécurité dont on veut disposer sur le temps de pompabilité et du nombre d'heures après la mise en place au bout duquel on souhaite disposer d'une résistance à la compression suffisante pour autoriser le reforage. La gamme de choix est très vaste et nous dirons simplement que pour les pertes à faibles ou moyenne profondeur (moins de 1000 m en gros) les possibilités d'accélération CaCl₂ –NaOH-CO₃Na₂ –Ca(OH)₂ sont quasiment illimitées et que la reproductibilité de test de laboratoire effectué avec un appareil aussi simple que le consistomètre **Halliburton** est suffisante.

La seule précaution à prendre est d'utiliser dans les tests l'eau servant effectivement à la fabrication sur chantier.

Les laitiers à base de mélange ciment fondu–ciment portland :

De tels mélanges sont utilisés pour des pertes à faible profondeur, le mélange des deux constituants permettant d'obtenir des temps de pompabilité et de prise extrêmement courte. Les résultats d'essais menés en laboratoire à température de 35°C avec un rapport ciment/eau de 10000/500 sont résumés dans le tableau ci dessous :

Fondu(%)	10	15	20	50	60	70	80	90
Portland(%)	90	85	80	50	40	30	20	10
Temps de pompabilité(s)	30	15	8	7	15	25	35	45

On remarque qu'il est préférable de travailler avec les proportions indiquées qui s'inscrivent sur une droite que dans la partie gauche où une erreur de dosage peut être fatale.

Les gels ciments :

Comme chacun sait les gels ciments, mélange eau bentonite ciment (généralement portland) ont pour objectif l'obtention de bouillies de densité plus faible et de consistance plus élevée que les bouillies normales (faible densité et forte consistance devant permettre à la bouillie de rester en place dans les fissures après injection).

Il existe deux procédés de préparation, le premier consiste à incorporer la bentonite au ciment et à préparer le mélange avec une unité de cimentation classique, on peut lui reprocher la nécessité de disposer d'un blender et d'une unité de cimentation et que la bentonite n'étant pas préhydratée son gonflement est extrêmement réduit et que par conséquent, l'obtention d'une consistance élevée requiert des quantités de bentonite assez fortes 8, 10, 12 % suivant les cas.

V.VI- COMMENT REMEDIER AUX PROBLEMES DE PERTES DE BOUES?

La solution proposée étant l'injection de "Bouchon Plastique" ajustable suivant la nature des pertes, allant de simples fissures jusqu'aux fractures. Ce type de bouchon présente plusieurs avantages. Sa durée de mise en place est courte. Il se compose de produits locaux disponibles, la prise se fait d'une façon instantanée au fond lors du puits lors du contact des composants du mélange. Le laitier formulé en surface (P_{atm} , T° ambiante) garde ses mêmes caractéristiques en conditions de fond ($T^{\circ} > 100^{\circ}C$ et $P > 7000Psi$). Le reforage du laitier n'est pas nécessaire après qu'il soit squeezé, car il est facilement lavable avec la boue. Les côtes de pose du laitier et les débits de mise en place dépendent des débits de pertes mesurés. Le tableau suivant donne les ordres de grandeur des valeurs à recommander.

Débit de Perte (m ³ /h)	Côte de pose du laitier	Débit de mise en place (l/mn)
3-5	niveau inférieur de la perte	800-1000
5-10	10m au dessus du niveau de la perte	600-800
10-20	20m au dessus du niveau de la perte	500

V.VII- PROTOCOLE EXPERIMENTAL ET METHODOLOGIE

Les échantillons de bentonite ont été intimement mixés dans de l'eau distillée à différentes concentrations. Les mêmes tests ont été effectués avec de l'argile organophile dans le gasoil. Les dispersions ont été mixées pendant 20 mn. Un viscosimètre de type "Low shear 40" (système MSDIN 406, cylindres concentriques, 3.25 mm diamètre externe, 3 mm diamètre interne) a été utilisé pour effectuer les tests expérimentaux.

La bentonite est définie comme étant une argile constituée à plus de 85% de montmorillonite dont les caractéristiques physico-chimiques sont données par le tableau 1. Les cations échangeables les plus rencontrés de cette argile sont : Na^{+} , Ca^{2+b} et d'un degré moindre le Mg^{2+} .

Tableau 1. Propriétés physico - chimiques des argiles

Densité (g/cm ³)	Humidité (%)	C.E.C (meq/100g)	pH (25°C)	P.F (%)
2,4 – 2,6	18 - 20	62 - 66	8 - 9	2,35 – 2,48

C.E.C: Capacité d'échange cationique. P.F: pertes au feu.

En Algérie, les réserves de Bentonite compte par mis les plus importantes dans le monde. C'est dans l'Oranie (Ouest Algérien) que se situe les gisements les plus importants de la région de Mostaganem. Les réserves géologiques sont de l'ordre de 1. 238. 512 t, dont 843. 092 t sont exploitables. La production annuelle est de 16.500t. Le site de Hammam Boughrara renferme deux secteurs : Roussel et Dar Embarek. Les réserves du gisement

Roussel (II) s'estiment à 2.380.400t, celles de Dar Embarek(I) à 1.7843.300t. La région de Maghnia compte beaucoup d'autres indices et gisements avec d'énormes potentialités, mais à différents degrés de qualité. Ces produits finis sont obtenus après traitement de la bentonite brute selon le procédé résumé comme suit : Stockage du minerai brut- concassage (diamètre<75mm)- addition d'adjuvants à sec (carbonate de sodium, alcool vinylique)-broyage et séchage (Diamètre = 10mm, humidité = 5%)-broyage final et classification- raffinage (séchage complet, diamètre < 74 μ)- ensachage (sacs de 50kg pour les fluides de forage). Par un processus d'échange cationique, l'argile initialement hydrophile peut agir avec des sels d'amine aliphatiques ou avec des sels et bases d'ammonium quaternaires, pour donner une argile organophile. Ces produits sont séparés à partir de la bentonite ou de l'attapulгите, par l'ajout de cations amino- organiques à une suspension aqueuse de l'argile. Le groupement amine prend la place du cation échangeable (Na⁺ou Ca²⁺) présent initialement dans l'espace inter foliaire, et la chaîne hydrocarbonée prend celle des molécules d'eau absorbées.

La dispersion de l'argile dans le gasoil donne après une brève agitation (15mn), une boue de couleur jaune blanchâtre très homogène et très stable (pas de séparation). Elle se présente sous l'aspect d'une graisse souple et très légère. Suivant la concentration de ce produit, cette graisse peut être très fluide (apparence huileuse pour les concentrations inférieures à 3% ou très consistante pour les concentrations supérieures à 5%). Cela est synonyme d'un excellent gonflement de cette argile dans le gasoil, ce qui prouve son affinité prononcée vis à vis de ce solvant et confirme son caractère organophile.

Six échantillons de suspensions de bentonite ont été préparés (4%, 5%, 6%, 7%, 8%, et 9% de bentonite avec de l'eau), (fig. 1-3). Un temps de repos de 24h a été respecté pour tous les échantillons. Une concentration de 8% de bentonite a été utilisée pour étudier l'influence du temps de vieillissement (fig.4).

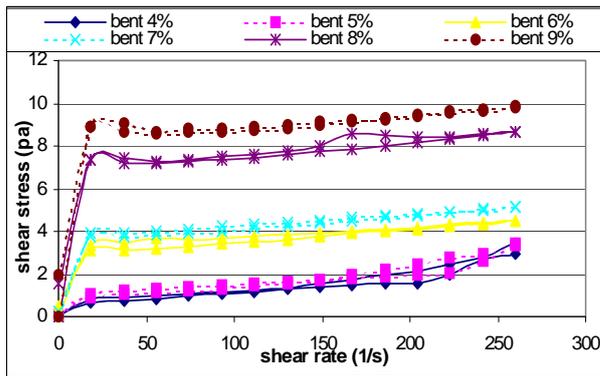


Fig.1 – Rhéogramme pour différentes concentrations pour un temps de vieillissement de 24h.

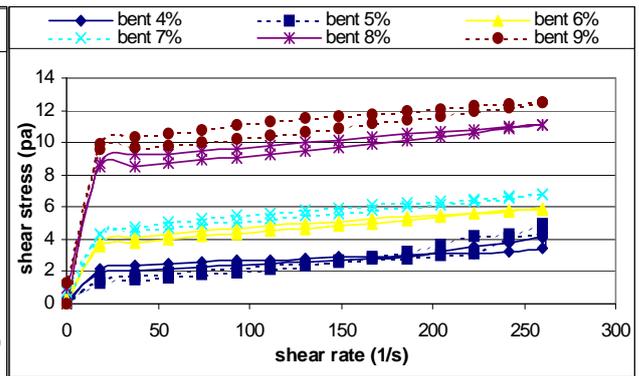


Fig. 2 - Rhéogramme pour différentes concentrations pour un temps de vieillissement de 5 jours

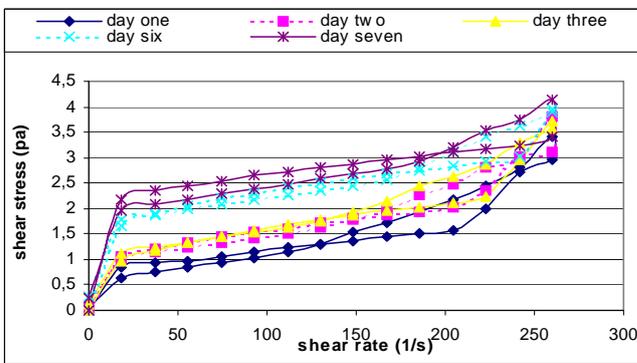


Fig. 3 - Rhéogramme pour différents temps de vieillissement à 4% de bentonite

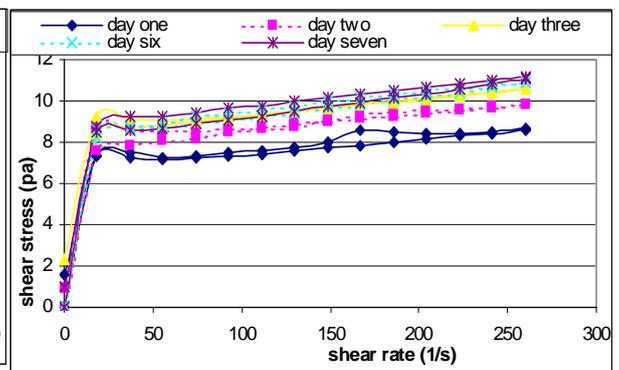


Fig. 4 - Rhéogramme pour différents temps de vieillissement à 8% de bentonite

Les argiles organophiles sont définies comme étant des argiles échangées avec des agents de surfaces spécifiques pour acquérir des propriétés favorisant sa dispersion dans les milieux organiques. Elles présentent un intérêt considérable en raison de l'importance de leurs applications dans différents secteurs industriels : forage, peintures, traitement des eaux, fonderie, cosmétiques...

Six échantillons ont été préparés à différentes concentrations (4%, 6%, 8%, 10%, 12%, et 14% d'argile organophile dans de l'huile), (fig.5-6). Les tests rhéologiques ont été effectués après 24h. Une concentration de 4% d'argile organophile a été utilisée pour déterminer l'influence du temps de vieillissement (fig.7).

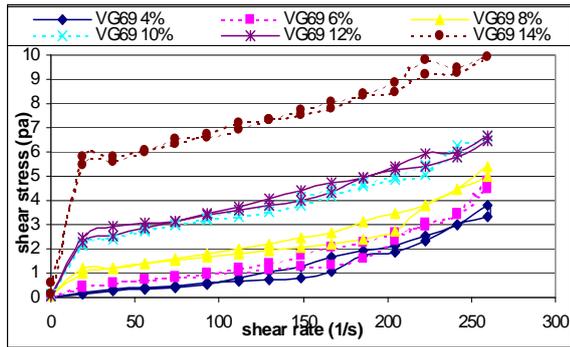


Fig. 5 – Tests pour différentes concentrations d'argile organophile après 24h

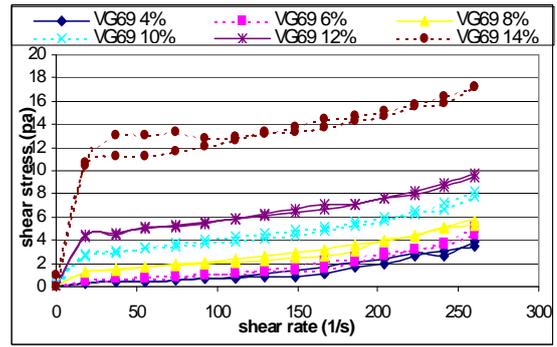


Fig.6 - Tests pour différentes concentrations d'argile organophile après 5 jours

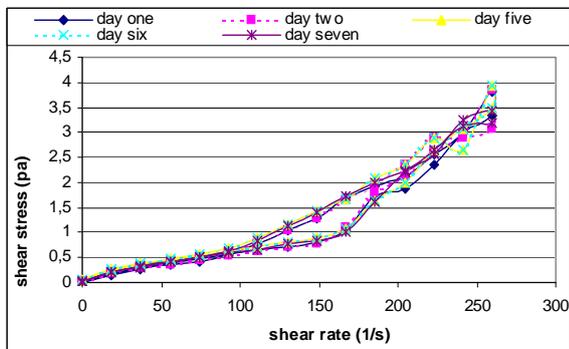


Fig.7 – Rhéogrammes pour différents temps de vieillissement (4% d'argile organophile)

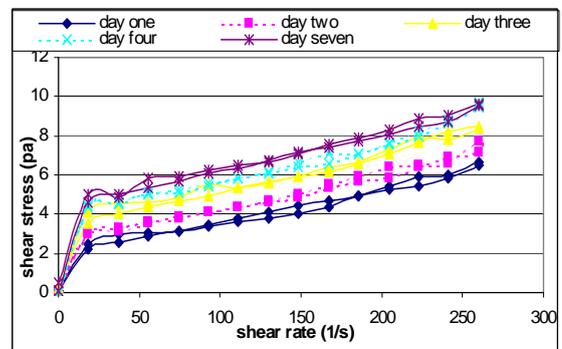


Fig.8 - Rhéogrammes pour différents temps de vieillissement (10 % d'argile organophile)

V.VIII- COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DES SUSPENSIONS ARGILEUSES

Après analyse des résultats expérimentaux par la méthode de Levenberg Marquart (Singeres, 1996), le modèle de Casson ($\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + (\eta \propto \gamma)^{1/2}$) est le plus représentatif. Cette méthode d'optimisation est basée sur une régression non linéaire et présente l'avantage de condenser les deux algorithmes de Newton et du Gradient en un seul et converge même pour un estimé initial mal choisi. La variation de la contrainte seuil pour différentes concentrations à différents temps de vieillissement, est donnée par les tableaux 3 et 4.

Tableau 3 – Variation de la contrainte seuil (Pa) pour la bentonite

C(g/l)%	4	5	6	7	8	9
1jours	0,034	0,036	0,043	0,055	0,088	0,138
2jours	0,298	0,381	0,809	1,425	1,934	2,777
3jours	0,354	0,407	0,977	1,862	2,879	2,980
4jours	0,405	0,507	0,191	1,998	2,998	3,125
5jours	0,522	0,601	0,294	2,120	3,102	3,314

Tableau 4- Variation de la contrainte seuil (Pa) pour l'organophile

C(g/l)%	4	6	8	10	12	14
1jours	0,397	0,568	0,602	0,712	0,880	0,138
3jours	0,433	0,618	0,630	1,762	1,934	2,777
4jours	0,530	0,623	0,730	1,862	2,879	2,980
5jours	0,580	0,702	0,832	1,998	2,998	3,125

L'examen plus fin des courbes de montées pour les suspensions des deux types d'argile étudiées pour des concentrations élevées, permet de mettre en évidence, les caractéristiques suivantes, (**Berthier, 1992 ; Grossiord, 1992 ; Van Olphen, 1992**):

- Au début du cisaillement, le mélange boueux a un comportement de type solide. La contrainte n'est pas suffisante pour créer un écoulement. L'existence du seuil d'écoulement est associée à la présence des forces de Van Der Waals qui favorisent la formation de floques ou d'agrégats de particules et qui provoquent une résistance à l'écoulement.

- A faibles gradients de vitesse (inférieur à une dizaine de s^{-1}), quand le seuil d'écoulement est passé, l'échantillon se fluidifie brutalement. Les liaisons ioniques et électrostatiques entre les particules et les agrégats de particules se brisent progressivement. Le gradient de vitesse augmente régulièrement de manière quasi linéaire avec la contrainte. La viscosité apparente chute très rapidement.

- Brutalement, la pente de la courbe d'écoulement augmente pour se stabiliser à une valeur maximale en dépassant l'overshoot qui représente une concentration de mécanismes entre les particules pour un gradient de vitesse compris entre 15 et $35s^{-1}$. Toutes les particules sont orientées selon les lignes de courants. Dans cet état, la viscosité peut être approchée par un modèle phénoménologique faisant intervenir la concentration massique.

Le temps de vieillissement influe sur les paramètres rhéologiques des suspensions argileuses par une augmentation des valeurs de ces paramètres.

V.IX- TESTS DE CONSISTOMETRIE A HAUTE PRESSION ET HAUTE TEMPERATURE (HTHP)

L'équipement Nowasco (fig. 13) a été utilisé afin d'effectuer les tests de consistométrie sous les conditions HPHT. Cet équipement est désigné à déterminer le temps de consistance des laitiers de ciment sous HP(>14000 Psi) et HT (>170°C). Les résultats obtenus obéissent aux normes API. Les paramètres essentiels déduits sont respectivement :

- le temps de pompabilité du laitier fluide, déterminé à une valeur de 40 UC ;
- le temps de prise, déterminé à une valeur de 100 UC, cette valeur indique à quel moment le laitier devient inpompable (c'est à dire il est en phase de durcissement).

Les composants utilisés sont les suivants : A (phase aqueuse), B (argile hydrophobe), C(argile hydrophile), D(phase huileuse).

Trois différents systèmes de laitiers ont été formulés. Le système direct qui lors du mixage des composants, on observe en excès de phase aqueuse. Le système inverse est caractérisé : où on a présence d'un excès de phase huileuse. Et enfin le système mixte qui est défini par l'absorption des différents composants, il se présente sous forme d'une pâte consistante qui ressemble au mastic.

Le mélange des deux systèmes direct et inverse (C+D) et (A+B) simultanément a été effectué à un a l'aide d'un agitateur normalisé de type "Chandler" utilisé pour les ciments pétroliers et ce, pendant 5mn. On conditionne les deux produits incompatibles C+D pour le système direct, et A+B pour le système inverse, à différentes concentrations d'argile dans la cellule du "Consistomètre atmosphérique" pendant 20mn, afin de conditionner le mélange à une température simulant la zone à perte qui est de 70°C. Ces mélanges sont systématiquement injectés en présence de (A pour le système direct, D pour le système inverse) dans les cellules du consistomètre pressurisé à une pression de 380bars et 70°C.

Les mesures sont évaluées de 0 à 100 unités de consistance (UC). Les chartes sont données ci-dessous. Il est à constater que la prise est très rapide pour les systèmes directs et inverses, montrant la présence d'un pic juste au début de la rotation des palettes du godet du consistomètre (fig.9-12). La consistance des laitiers croit avec l'augmentation des concentrations en argiles. Cette consistance peut être déterminée par l'appareil de Vicat normalisé pour les ciments pétroliers.

Pour les systèmes mixtes à différents rapports de concentrations en argiles (montmorillonite et organophile), il est à noter que le mélange s'épaissit en fonction du temps de mixage.

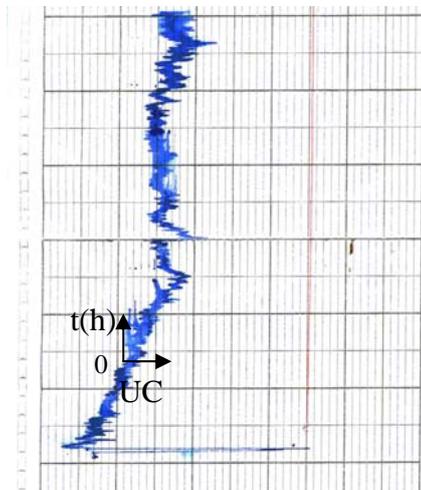


Fig.9. Test de consistométrie pour la bentonite à 70%

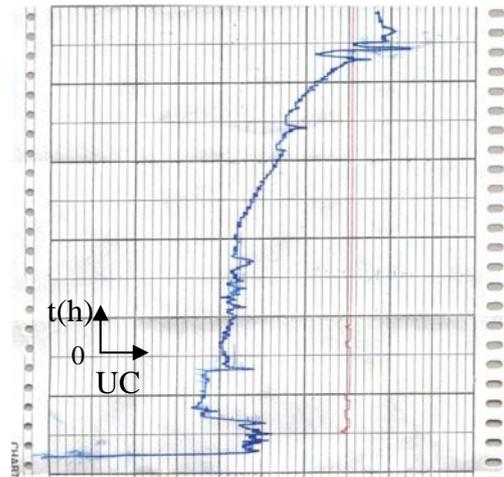


Fig.10. - Test de consistométrie pour l'oganophile à 80%.

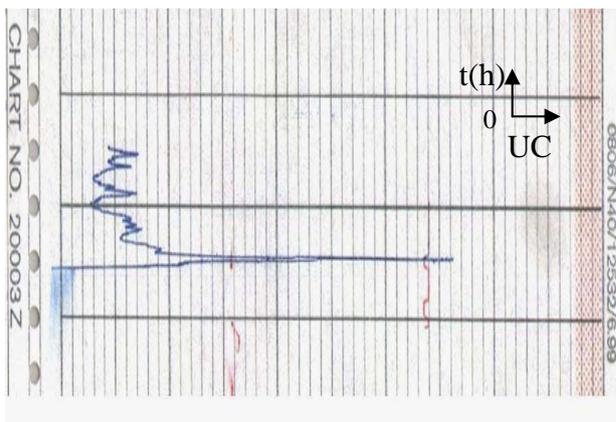


Fig.11. Test de consistométrie pour BOC 50/100/50

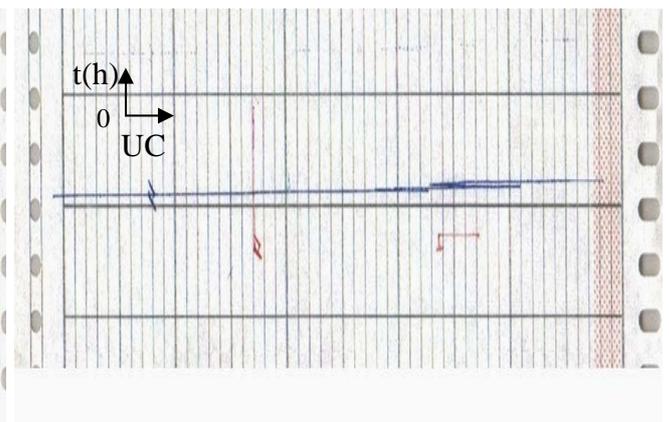


Fig.12. Test de consistométrie pour BOC 90/100/50

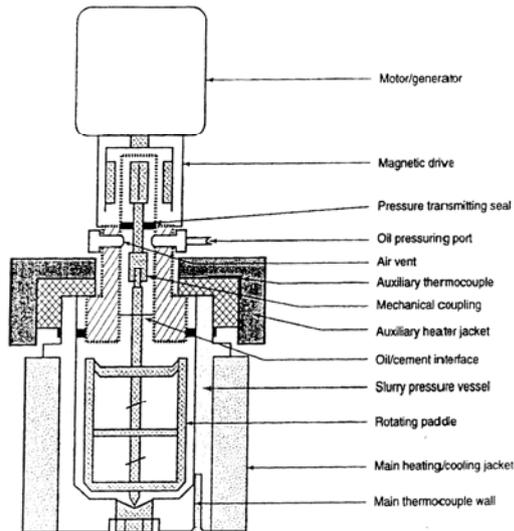


Fig.13. Appareil 'NOWSCO' pour des tests de Consistométrie en HTHP



Fig.14. Consistomètre préssurisé

V.CONCLUSION

L'

argile hydrophobe ne gonflant pas dans l'huile, peut être incorporer à des quantités très importantes, tout en conservant au mélange une excellente pompabilité. Il est même recommandé de pousser la charge suffisamment pour que l'effet de masse contrebalance la tendance à la sédimentation.

Lorsque ce mélange vient au contact de l'eau de la formation à perte ou même de l'eau de la boue, l'argile hydrophobe s'hydrate très rapidement et la phase huileuse est expulsée. Il se forme alors un mélange très consistant, donc susceptible d'obturer et de se maintenir en place dans des fissures ou crevasses de dimensions importantes.

L'étude du comportement rhéologique de ces argiles a montré un comportement viscoplastique pour des concentrations élevées. Aussi, les paramètres rhéologiques (déterminés par la méthode d'optimisation de Levenberg Marquart), évolue en fonction du temps de vieillissement.

Les tests de consistométrie effectués à haute pression haute température simulant la zone à perte (70°C, 480 bars), ont montré la présence de fluctuations qui sont dues à la formation progressive l'augmentation de la concentration de l'argile. Pour les systèmes direct et inverse où on observe un excès de phase aqueuse ou huileuse, la pâte formée instantanément se décolle de la paroi de la cellule du consistomètre, et ce qui est enregistré est le contact du fluide avec la paroi, interprété par les fluctuations observées sur les chartes. Aussi, pour les trois systèmes étudiés le phénomène de prise reste toujours instantané pour les systèmes direct et inverse, progressif pour le système mixte. La prise s'effectue avec un simple brassage des palettes de la cellule HPHT du consistomètre.

D

ans les conditions d'utilisation dans un puits de forage, les boues sont soumises à d'importantes variations de température et de pression. Il en résulte des changements de leurs propriétés rhéologiques.

Les propriétés rhéologiques influent sur les pertes de charges qui seront donc modifiées en fonction de la température et de la pression avec des conséquences sur les conditions d'équilibre d'un puits en circulation et sur la pression réelle à une côte donnée. Cette pression dépendra aussi de la densité du fluide (**Adams, 1985 ; Ait Salem et al., 1995, 1993**).

L'utilisation des boues à émulsion inverse a mis en évidence de nombreux problèmes vraisemblablement liés aux variations de loi de comportement rhéologique lorsque ces fluides sont soumis aux conditions des puits de forage. C'est en particulier le cas pour l'interprétation du Leak-Off –Test (test de la résistance maximale de la formation), l'évaluation des pertes de charge, la détermination des conditions d'apparition de Kicks de gaz (venue de gaz dans le puits) ou encore la prévision de la transmission des pressions lors du mouvement des outils ou des garnitures.

Le problème posé est donc le suivant : Améliorer les prévisions d'exploitation des gisements par une meilleure connaissance des comportements des fluides.

Ainsi l'optimisation de l'écoulement dans les puits et l'interprétation des tests en cours de forage passe par une connaissance plus fondamentale du comportement rhéologique, des pertes de charge, de la définition des régimes d'écoulement et de l'évaluation de la densité dans un puits.

Cette partie a pour objectif d'étudier un des problèmes rencontrés lors d'utilisation des boues de forage à émulsion inverse ; à savoir l'influence de la température et de la pression sur les propriétés rhéologique de ces boues. On prendra comme exemple, le système de boue utilisé pour le forage de la phase réservoir. D'autres travaux publiés ont fait références à différents systèmes complexes de fluides en fonction des conditions de fond, c'est-à-dire en fonction de la Pression et de la Température. (**Politte, 1985 ; Houven et al. 1986 ; Ewell et al., 1937 ; Andrade, 1934 ; Hogenboom et al. 1967 ; Fisk et al., 1988 ; Hiller, 1963**).

VI.I- CARACTERISATION ET MODELISATION DU COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE D'UN SYSTEME DE BOUE A BASE D'HUILE EN CONDITION DE SURFACE

Des tests viscosimétriques en condition de surface ont été effectués afin de déterminer les caractéristiques rhéologiques (viscosité apparente, viscosité plastique, contrainte seuil, etc.) du système de boue à base d'huile utilisé pour le forage de la phase réservoir de la région de Hassi Messaoud. Le Viscosimètre FANN35 a été utilisé.

VI.I.1- Protocole expérimental

Le Viscosimètre FANN35 est un appareil à cylindres coaxiaux dont le rotor est entraîné à l'aide d'un moteur électrique, on mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans l'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.

Remarque : Les lectures sont données en [lb /100ft²].

Conversion : - $\tau=0,48\theta$, avec : τ (contrainte de cisaillement [Pa])

et θ : lecture sur le Cadran [lb/100ft²].

- $\gamma =1,7 N$, avec : γ (taux de cisaillement[s⁻¹])

et N (vitesse de rotation du rotor[tr/min])



Figure1:Viscosimètre FANN 35

VI.1.2- Composition et préparation du système de boue Versadrill

La **Versadrill** est une solution d'émulsion H/E avec un rapport de 80/20, la phase continue est l'huile, les différents composants sont cités ci-après :

- Phase huile : L'huile utilisée est du gasoil.
- Phase eau : C'est une saumure préparée à une concentration de 320g/l de NaCl.
- Versamul : Emulsifiant primaire
- Versacoat : Emulsifiant secondaire (Agent mouillant).
- Chaux : Agent saponifiant, règle le pH et l'alcalinité
- Versatrol : Poudre noire utilisée comme réducteur de filtrat, préparé à base d'asphalte soufflé.
- VG 69 : Agent viscosifiant à base d'argile (Argile organophile : montmorillonite traitée par sodification ie. Echange cationique).

VI.1.3- Courbes d'écoulements expérimentales

Les résultats obtenus pour des tests à différentes températures et à la pression atmosphérique sont représentés par les graphes (1-5) :

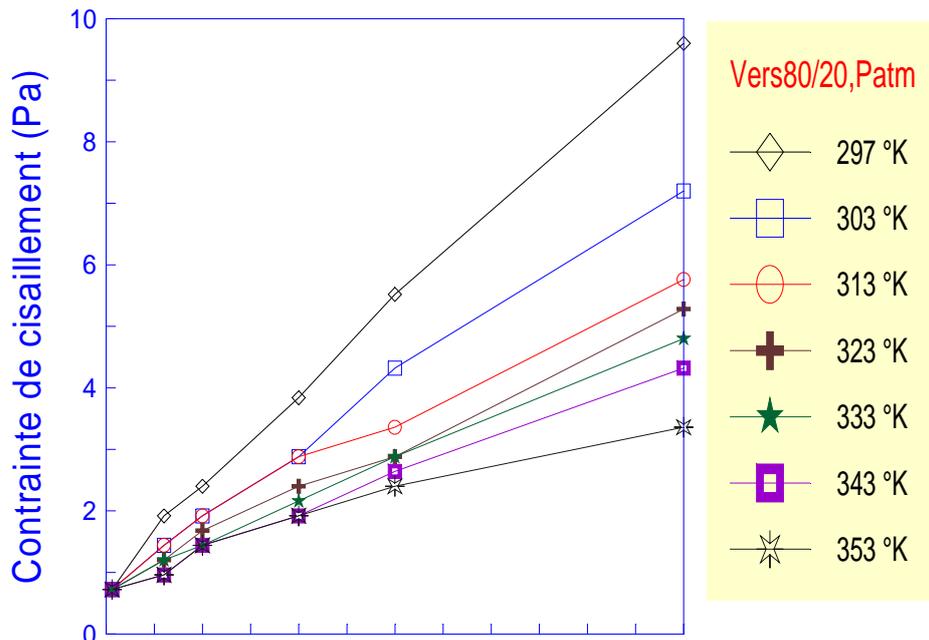


Figure2 : Courbes d'écoulement expérimentales en condition de surface

L'allure des courbes d'écoulements expérimentales montre un comportement non newtonien de type viscoplastique. On remarque que la valeur des paramètres rhéologiques diminue en fonction de l'augmentation de la température qui est due essentiellement aux liaisons intermoléculaires qui se brisent progressivement.

VI.1.4- Modélisation des courbes d'écoulements expérimentales

Le traitement des résultats expérimentaux à l'aide de la méthode de Levenberg Marquart nous a permis de déterminer le modèle qui correspond le mieux à nos courbes expérimentales. Selon le tableau ci-dessous, le modèle qui corrèle le mieux les courbes d'écoulement expérimentales est celui d' Hershel-Bulkley.

Tableau 5 : Taux de dispersion (%)

T(°K)	Taux de dispersion (%)						
	297	303	313	323	333	343	353
Modèles							
Casson	1,53	2,75	1,32	2,69	2,66	4,48	3,48
Sisko	2,97	4,31	3,68	4,89	5,02	6,16	6,09
Hershel-Bulkley	1,50	1,21	1,29	1,76	0,59	2,34	2,97
Quemada	3,08	2,55	6,12	5,87	5,65	4,82	8,42
Loi en puissance	6,40	8,30	5,77	7,14	8,04	9,68	7,67
Sisko (n=0,5)	4,80	7,02	5,88	7,79	8,30	9,41	8,62

Tableau 6 : Résultats théoriques des contraintes de cisaillement

T(°K)	Contraintes de cisaillement théoriques (Pa)						
	297	303	313	323	333	343	353
τ_0 (Pa)	0,555	0,630	0,566	0,642	0,664	0,663	0,626
K	0,024	0,011	0,027	0,010	0,007	0,004	0,011
n	0,850	0,919	0,750	0,871	0,910	0,981	0,799

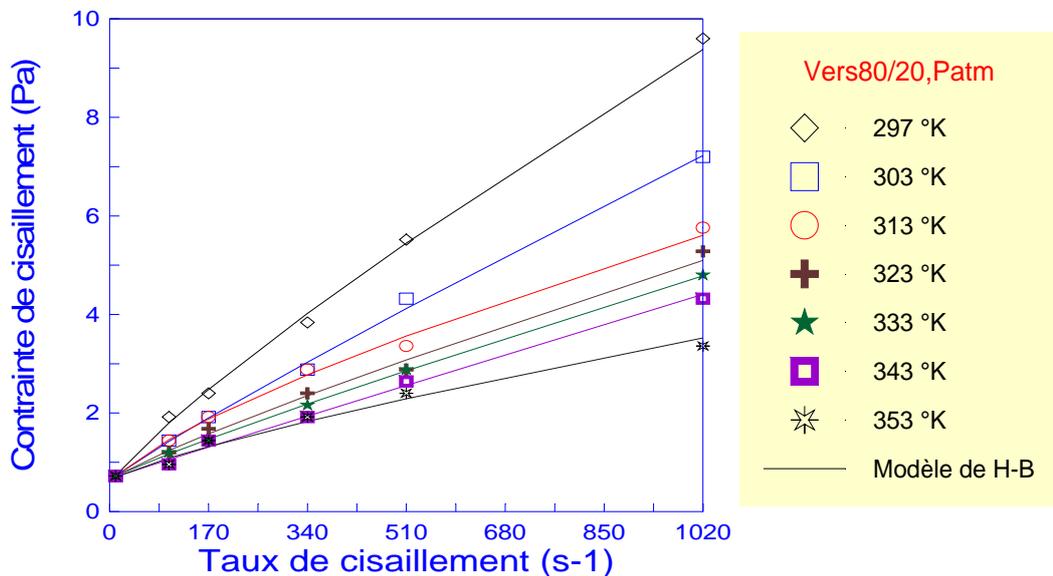


Figure3: : Modélisation des courbes d'écoulements à P_{atm} et à différentes températures par le modèle de Hershel-Berkley

Après modélisation des courbes d'écoulement expérimentales par différents modèles, le modèle d'Hershel Bulkely a donné la meilleure dispersion, on remarque d'après le graphe précédent une très bonne concordance entre les points expérimentaux et les points théoriques donnés par ce dernier.

VII.5- Variation de la viscosité apparente expérimentale en fonction de la température :

Par définition, on a :

$$\mu = \tau / \gamma \tag{1}$$

Avec :

μ : viscosité apparente en [Pa.s]

τ : contrainte de cisaillement en [Pa]

γ :taux de cisaillement en [s^{-1}]

Tableau 7 : Viscosités apparentes expérimentales (Pa.s)

		Viscosité apparente expérimentale(Pa.s)						
T(°K)		297	303	313	323	333	343	353
$\gamma(s^{-1})$								
10,2		0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
102		0,0188	0,0141	0,0141	0,0117	0,0117	0,0094	0,0094
170		0,0141	0,0112	0,0112	0,0098	0,0084	0,0084	0,0084
340		0,0112	0,0084	0,0084	0,0070	0,0063	0,0056	0,0056
510		0,0108	0,0084	0,0065	0,0056	0,0056	0,0051	0,0047
1020		0,0094	0,0070	0,0056	0,0051	0,0047	0,0042	0,0032

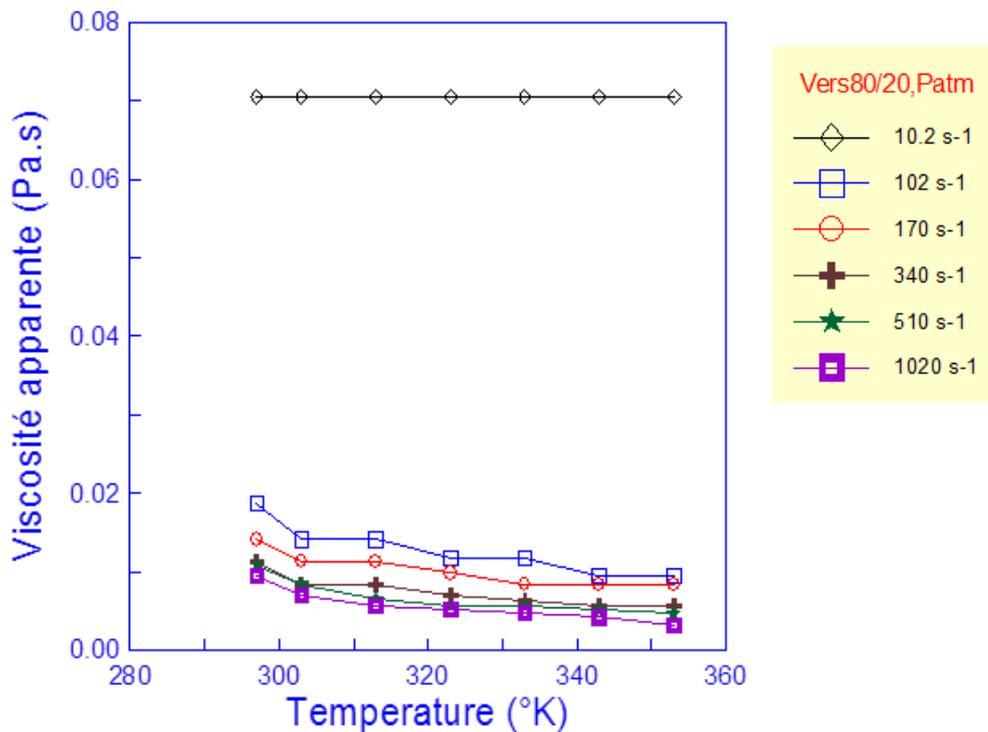


Figure 4 : Evolution de la viscosité apparente expérimentale en fonction de la température

VI.I.6- Variation de la viscosité apparente théorique en fonction de la température

Tableau 8 : Viscosité apparente théorique (Pa .s)

		Viscosité apparente théorique(Pa .s)						
T(°K)		297	303	313	323	333	343	353
$\gamma(s^{-1})$								
10,2		0,0716	0,0711	0,0710	0,0708	0,0711	0,0690	0,0685
102		0,0176	0,0139	0,0143	0,0121	0,0114	0,0103	0,0106
170		0,0145	0,0111	0,0110	0,0092	0,0086	0,0076	0,0077
340		0,0118	0,0089	0,0081	0,0069	0,0064	0,0056	0,0053
510		0,0106	0,0080	0,0069	0,0060	0,0056	0,0050	0,0044
1020		0,0091	0,0070	0,0054	0,0049	0,0046	0,0043	0,0034

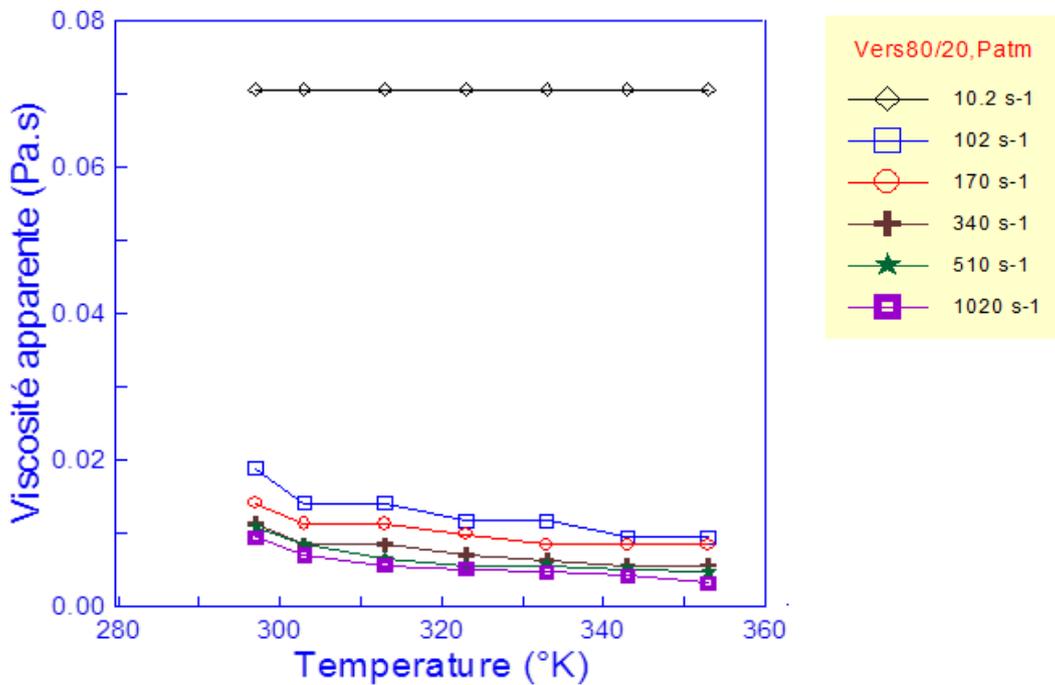


Figure 5 : Evolution de la viscosité apparente théorique avec la température

Les figures 4 & 5 montrent que la viscosité apparente varie en fonction du gradient de cisaillement et de la température. Cette viscosité est une fonction décroissante relativement à l'augmentation de la température, elle tend à se rapprocher d'un comportement newtonien pour des vitesses de cisaillement très élevées.

VI.II- CARACTERISATION ET MODELISATION DU COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE DU SYSTEME DE BOUE EN CONDITION DE FOND (HP/HT)

Le but de cette partie, est d'étudier l'influence de la pression et de la température sur le comportement rhéologique d'un système de boue composé d'émulsion d'eau dans l'huile et de différents additifs.

L'utilisation de cette boue dans des puits profonds entraîne un changement considérable de ses caractéristiques rhéologiques, sous l'effet de la température et de la pression, ce qui peut entraîner des problèmes majeurs . Afin de prévoir les variations qui peuvent être engendrées, un appareil appelé Viscosimètre FANN 70 travaillant à haute pression - haute température (20000psi, 500° F) peut être utilisé pour simuler le comportement rhéologique des systèmes complexes en conditions de fond.

VI.II.1- Protocole expérimental

VI.II.1.1- Description de l'équipement de mesure

Le Viscosimètre FANN 70 est un appareil à cylindres coaxiaux, la rotation du cylindre extérieur, est obtenue grâce au couplage d'un champ magnétique. Le couple exercé par l'échantillon sur le cylindre intérieur fixe est mesuré par la détection de la rotation du champ magnétique d'un aimant lié à un ressort de torsion calibré.

Du fait de la conception du système sa précision est relativement faible et les mesures à des cisaillements inférieurs à $170s^{-1}$ sont peu fiables, de plus, la sonde de température placée à l'extérieur du récipient contenant l'échantillon rend difficile le contrôle de la température et nécessite un temps de stabilisation très long. Ce viscosimètre (HP, HT) est utilisé surtout dans le forage pétrolier, à fin de mesurer (contrôler) les caractéristiques rhéologiques du fluide de forage à haute pression et haute température et à des gradients de cisaillements élevés.

Pour effectuer un test en HPHT, on a besoin de la température du fond du trou [°F] et de la pression de fond [psi].

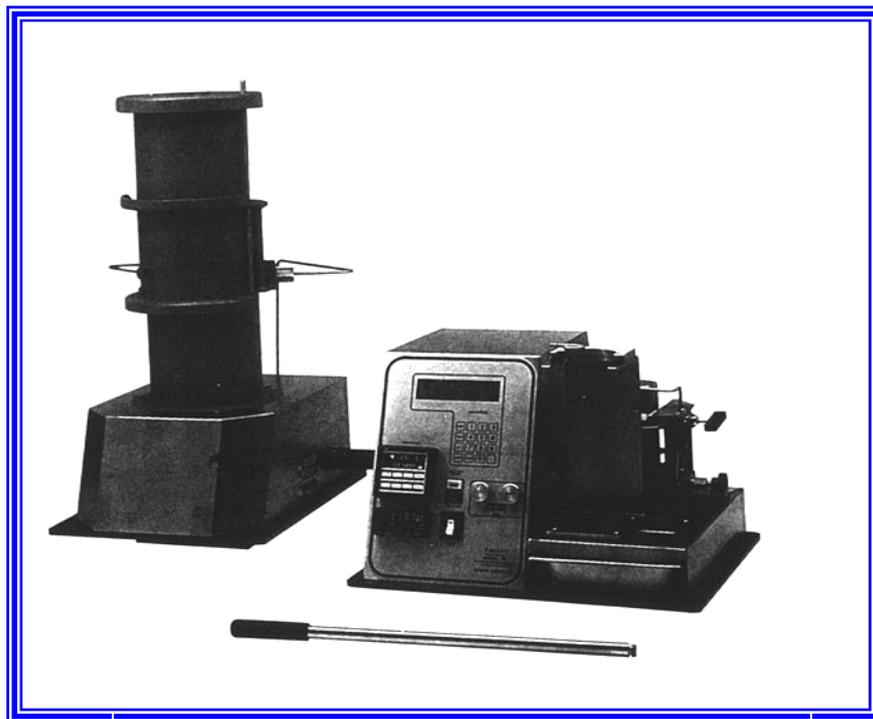


Figure 6 : Viscosimètre FANN 70

VI.II.1.2- Influence de la pression et de la température sur le système de boue

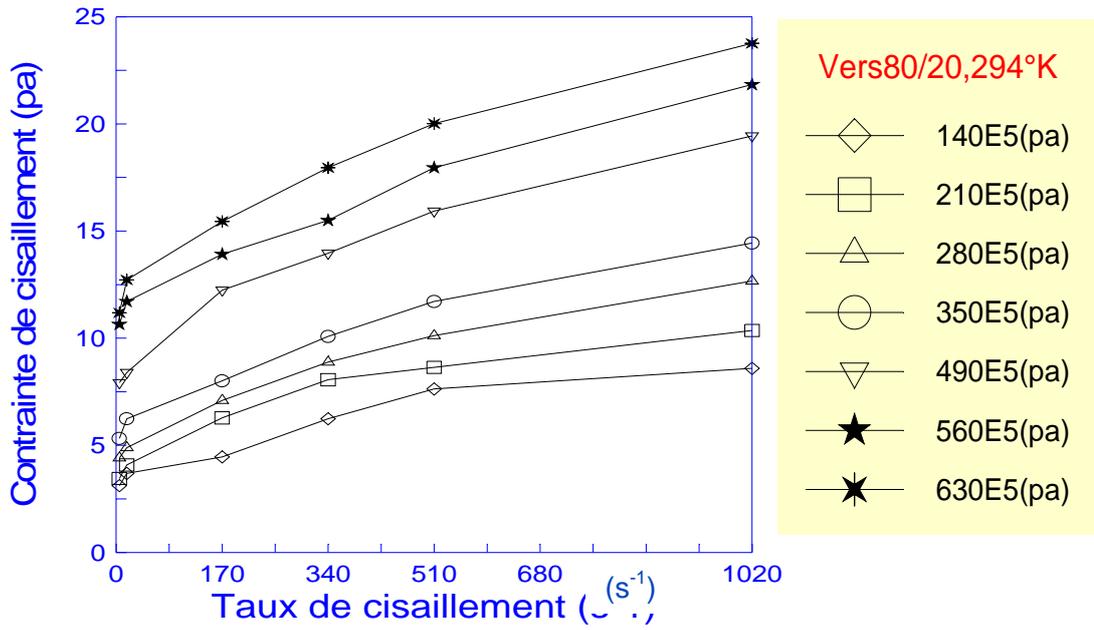


Figure 7: Courbes d'écoulement expérimentales pour T=294°K

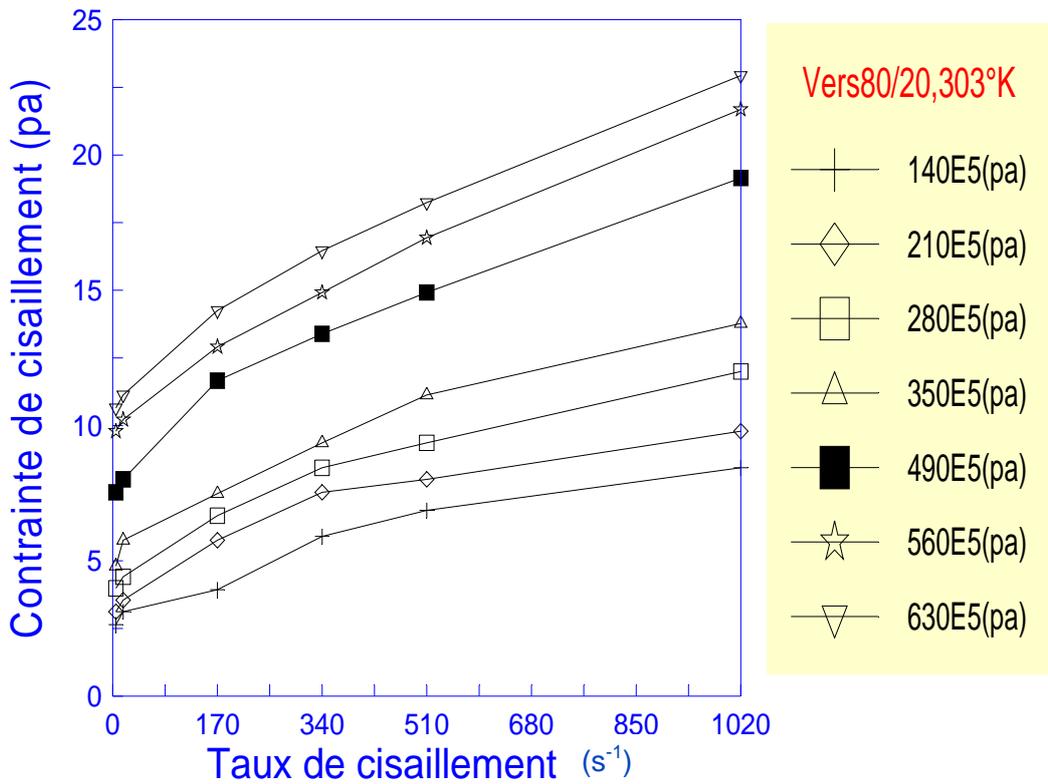


Figure 8: Courbes d'écoulement expérimentales pour T=303°K

Cela relate un comportement viscoplastique. Bien que les technologies sur les forages pétroliers aient évolués, demandant de plus en plus une boue de forage aux propriétés spécifiques pour la traversée des zones à perméabilité élevée ou initialement inaccessible par les forages conventionnels, des facteurs exogènes peuvent influencé le comportement rhéologiques des fluides de forage.

Le choix du système de fluide à est à prendre en considération. L'influence de La pression et la température lors de la traversée des sections à forer.

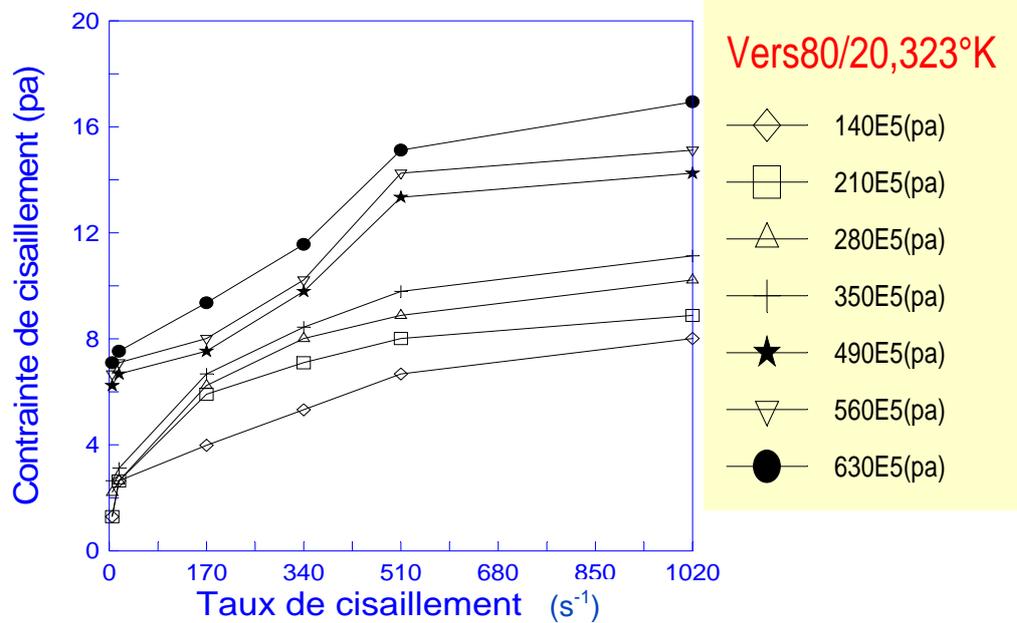


Figure 9: Courbes d'écoulement expérimentales pour T=323°K et à différentes P

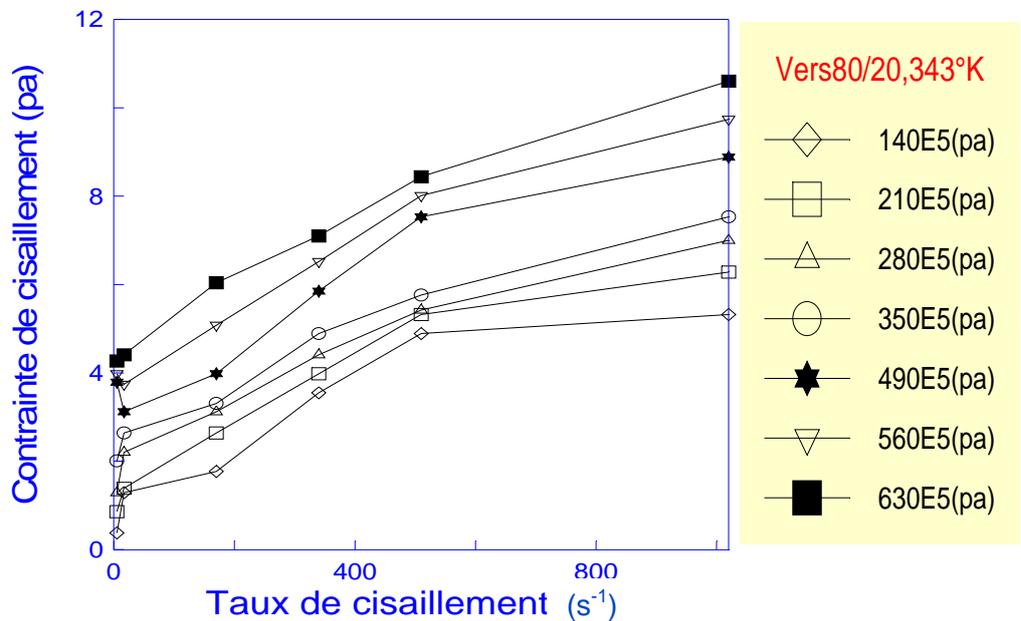


Figure 10: Courbes d'écoulement expérimentales pour T=343°K et à différentes P

Les résultats montrent un comportement viscoplastique à toutes les températures et les pressions étudiées (Figures : 22, 23,24 et 25).

Le caractère prépondérant qui peut être relevé de ces graphes est l'augmentation des paramètres rhéologiques en fonction de l'évolution de la pression, ceci est relatif à la viscosité apparente.

On remarque que l'allure des courbes d'écoulements expérimentales peut être décomposée en trois états à savoir :

L'état 1 :

Quand la contrainte appliquée est inférieure à la contrainte seuil, les émulsions ont un comportement de type solide il n'y a pas écoulement.

L'état 2 :

Pendant cette phase les liaisons ioniques et électrostatiques se brisent progressivement , et quand la contrainte appliquée est suffisante pour maintenir un écoulement, le gradient de vitesse augmente brusquement et le matériau se fluidifie rapidement .

L'état 3 :

Pour des vitesses de cisaillements élevées, la viscosité se stabilise.

VI.II.1.3- Traitement des résultats expérimentaux :

Afin d'obtenir une corrélation spécifique à notre produit, nous avons essayé de lisser les courbes d'écoulements expérimentales et on a utilisé les modèles suivants : Casson, Hershel Bulkley, Sisko, Casson généralisé, Quémada. Le paramètre dispersion est donné en % pour les différents tests.

Tableau 13 : Taux de dispersion pour T=294°K

P(10 ⁵ xPa)	Taux de dispersion (%)						
	140	210	280	350	490	560	630
Modèle							
Casson	2,93	2,59	8,74	-	0,99	1,03	0,96
Sisko	8,42	6,59	7,41	7,94	7,75	8,91	8,46
Hershel-Berkley	2,88	0,90	4,83	1,34	0,53	0,90	0,91
Quemada	22,07	21,91	19,99	20,11	18,38	19,36	19,18
Loi en puissance	4,92	1,94	3,24	3,58	2,70	3,18	2,50
Sisko (n = 0,5)	13,19	10,80	12,12	13,03	12,67	14,57	13,91

Notre choix s'est porté sur le modèle Hershel Berkley, à cause des faibles valeurs de dispersions (comme indiqué dans le tableau ci-dessus) :

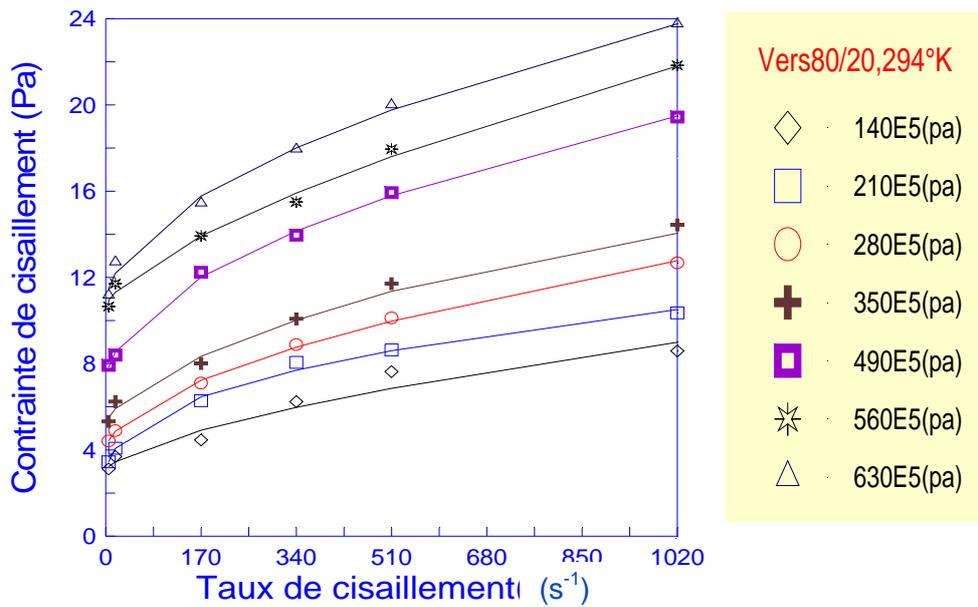


Figure11 : Modélisation de la courbe d'écoulement pour T=294°K et à différentes P pressions par le modèle de Hershell-Berkley

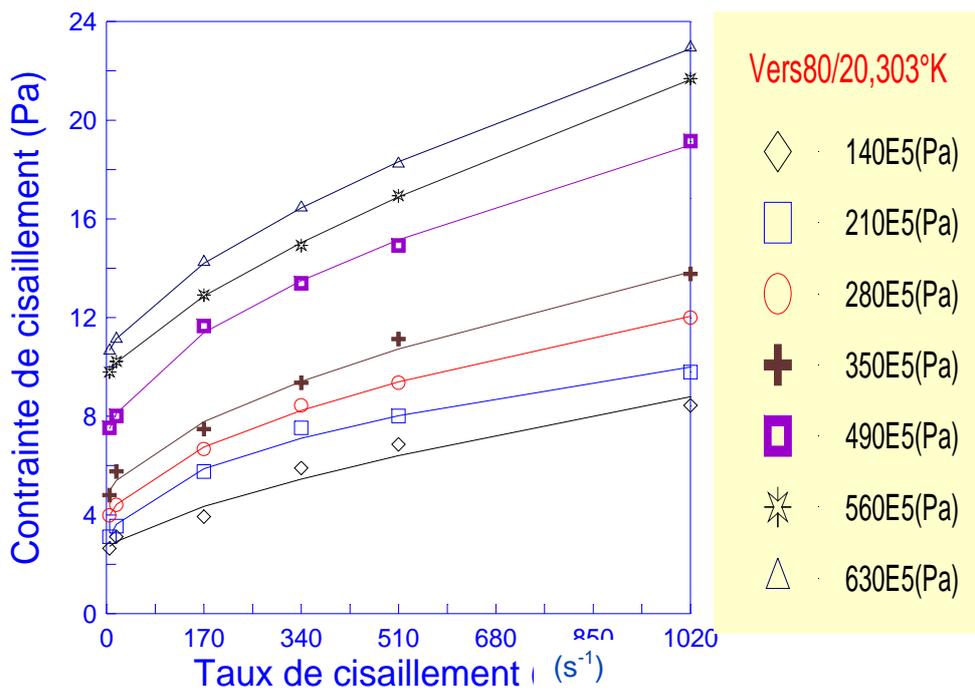


Figure12 : Modélisation de la courbe d'écoulement pour T=303°K et à différentes P pressions par le modèle de Hershell-Berkley

D'après ces résultats nous remarquons que le modèle d'Hershel Bulkley corrèle le mieux le comportement rhéologique du système de fluide.

Il est à noter que l'objectif principal des études rhéologiques est de caractériser les fluides étudiés, et de quantifier les paramètres qui permettent d'évaluer les effets d'interaction entre particules pour les mettre en relation avec le taux d'endommagement de la roche réservoir surtout.

Tableau 15 : Taux de dispersion pour T=323°K

Modèle	Taux de dispersions(%)							
	P(10 ⁵ ×Pa)	140	210	280	350	490	560	630
Casson	-	-	5,51	4,64	3,63	3,74	2,40	
Sisko	5,67	2,35	4,20	4,74	9,48	9,56	8,78	
Hershel-Berkley	4,23	0,67	2,61	2,05	3,24	3,32	2,20	
Quemada	26,56	27,86	19,58	19,38	19,32	18,99	18,54	
Loi en puissance	4,50	4,79	2,79	2,07	5,91	6,00	4,83	
Sisko (n = 0,5)	7,70	2,53	5,87	7,08	14,60	14,72	13,86	

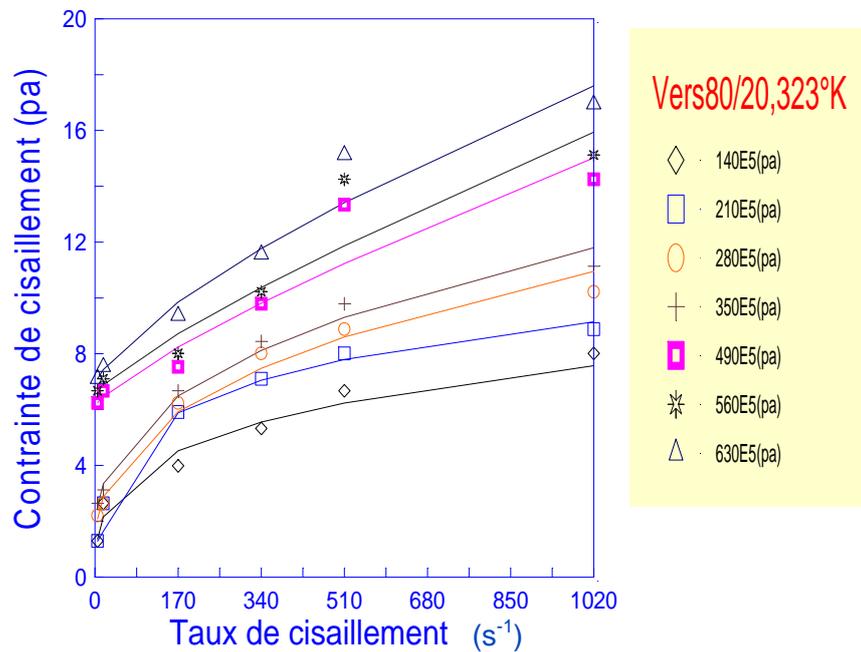


Figure13 : Modélisation de la courbe d'écoulement pour T=323°K et à différentes

Concevoir des fluides de forage qui peuvent garantir au minimum l'invasion du fluide dans la roche du réservoir est une nécessité pour le puits de complétion. L'industrie a proposé plusieurs idées pour traiter le problème, la plupart d'entre elles sont basées sur l'ajout des additifs dans les fluides traversant les formations perméables. De tels agents bloqueraient les pores au voisinage de la paroi du puits, et par conséquent empêcherai le fluide d'envahir la roche.

Tableau 16 :Taux de dispersion pour T=343°K

Modèle	Taux de dispersions(%)						
	140	210	280	350	490	560	630
Casson	11,06	4,80	-	3,01	-	-	0,83
Sisko	10,91	4,61	6,33	7,86	9,99	8,72	8,26
Hershel-Berkley	9,44	3,23	4,05	3,00	4,19	1,95	0,60
Quemada	26,32	17,44	22,74	20,88	16,12	18,86	20,59
Loi en puissance	14,14	3,75	4,45	5,55	8,22	5,47	3,95
Sisko (n = 0,5)	9,51	6,53	9,70	12,57	14,60	13,58	13,41

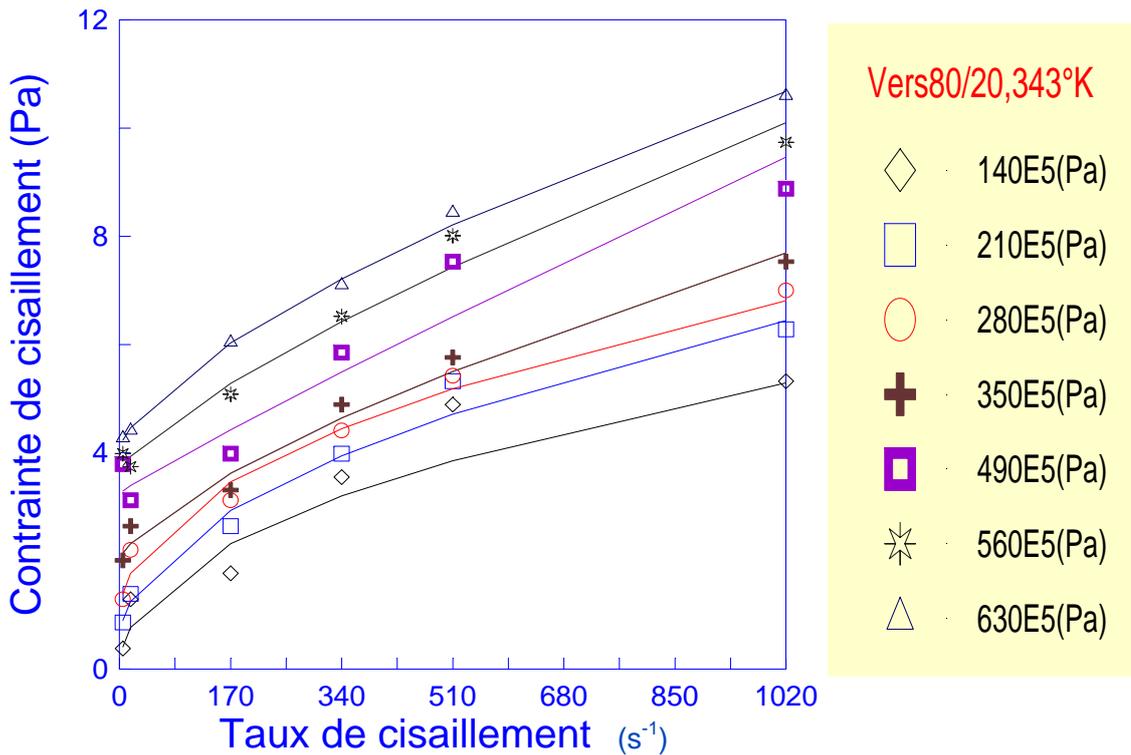


Figure14 : Modélisation de la courbe d'écoulement pour T=343°K et à différentes pressions par le modèle de Hershel-Berkley

L'étude des écoulements des fluides de forage a pour objectif de mieux prévoir les pressions atteintes dans le puits et les conditions de la remontée des déblais. Elle contribue à optimiser la formulation des fluides de forage et à définir des systèmes d'alarme et de contrôle actif du forage. Les modèles prennent en compte la rhéologie complexe des boues, les excentrement des annulaires de forage, le transport des déblais ainsi que les effets thermiques et thermodynamiques. Ils sont validés sur des données de forage réelles.

Les paramètres rhéologiques donnés par le modèle sélectionné sont illustrés dans les tableaux 17 à 20, pour des températures données.

Tableau 17 : Résultats théoriques des contraintes de cisaillement pour T=294 °K

		Contrainte de cisaillement théorique (Pa)						
		140	210	280	350	490	560	630
$\gamma(s^{-1})$	$P(10^5 \times Pa)$							
	τ_0	3,018	2,403	3,957	5,085	6,985	10,632	10,677
	K	0,071	0,059	0,019	0,015	0,037	0,098	0,034
	n	0,063	0,038	0,055	0,059	0,050	0,068	0,052

Tableau 18 : Résultats théoriques des contraintes de cisaillement pour T=303°K

		Contrainte de cisaillement théorique (Pa)						
		140	210	280	350	490	560	630
$\gamma(s^{-1})$	$P(10^5 \times Pa)$							
	τ_0	2,570	2,268	3,474	4,588	6,825	9,570	10,272
	K	0,049	0,406	0,208	0,150	0,276	0,080	0,138
	n	0,698	0,424	0,536	0,594	0,546	0,723	0,651

Tableau 19 : Résultats théoriques des contraintes de cisaillement pour T=323°K

		Contrainte de cisaillement théorique (Pa)						
		140	210	280	350	490	560	630
$\gamma(s^{-1})$	$P(10^5 \times Pa)$							
	τ_0	0,093	0,094	0,067	1,145	6,125	6,558	6,853
	K	0,537	0,64	0,768	0,738	0,034	0,032	0,077
	n	0,246	0,123	0,374	0,385	0,800	0,819	0,711

Tableau 20 : Résultats théoriques des contraintes de cisaillement pour T=343°K

		Contrainte de cisaillement théorique (Pa)						
		140	210	280	350	490	560	630
$\gamma(s^{-1})$	$P(10^5 \times Pa)$							
	τ_0	0,088	6,463	0,889	2,003	3,254	3,658	4,046
	K	0,241	0,196	0,238	0,044	0,009	0,031	0,062
	n	0,447	0,493	0,463	0,698	0,929	0,768	0,672

VI.II.2 - Modèles d'évolution de la viscosité avec la température:

Du fait de la faible précision du viscosimètre **HPHT** déjà signalée plus haut, l'évolution de la viscosité en fonction de la température et de pression a été étudiée que pour trois valeurs de cisaillement (**340, 510, 1020 s⁻¹**).

Les modèles les plus souvent utilisés pour décrire le comportement sont basés sur la relation **d'Arrhenius** qui exprime la viscosité comme une fonction exponentielle de la température.

$$\mu = A \exp (B/T) \tag{2}$$

- T** : température exprimée en [°K] ;
- B** : c'est le rapport de l'énergie d'activation E et de la constante de Boltzmann k ;
- μ** : viscosité (Pa.s).

A fin de corréliser les résultats avec un modèle d'évolution, la relation (1) a été écrite sous forme adimensionnelle en prenant une température de référence ($T_o = 294 \text{ °K}$) :

(3)

$$\mu = \mu_r / \mu_o = A/A_o \exp [B/T - B_o/T_o]$$

Avec: $b = B_o/T_o = B/T_o$, $a = A/A_o$ et μ_r : viscosité relative

$$\mu_r = a \exp [b (T_o/T - 1)] \quad (4)$$

où : $(T_o/T - 1)$: température réduite et μ_r : Viscosité relative.

L'indice (o) correspond aux valeurs des coefficients et des paramètres à la température de référence ($T_o = 294 \text{ °K}$).

VI.II.2.1- Evolution de la viscosité relative avec la température réduite :

On trace $\log \mu_r = f (T_o/T - 1)$ pour différents taux de cisaillement.

Tableau 21 : Viscosités relatives pour $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$

P($10^5 \times \text{Pa}$) ($T_o/T - 1$)	VISCOSITE RELATIVE						
	140	210	280	350	490	560	630
- 0,029	0,941	0,909	0,96	0,931	0,951	1	0,956
- 0,089	0,941	0,909	0,88	0,793	0,682	0,652	0,653
- 0,142	0,529	0,5	0,52	0,448	0,390	0,391	0,403

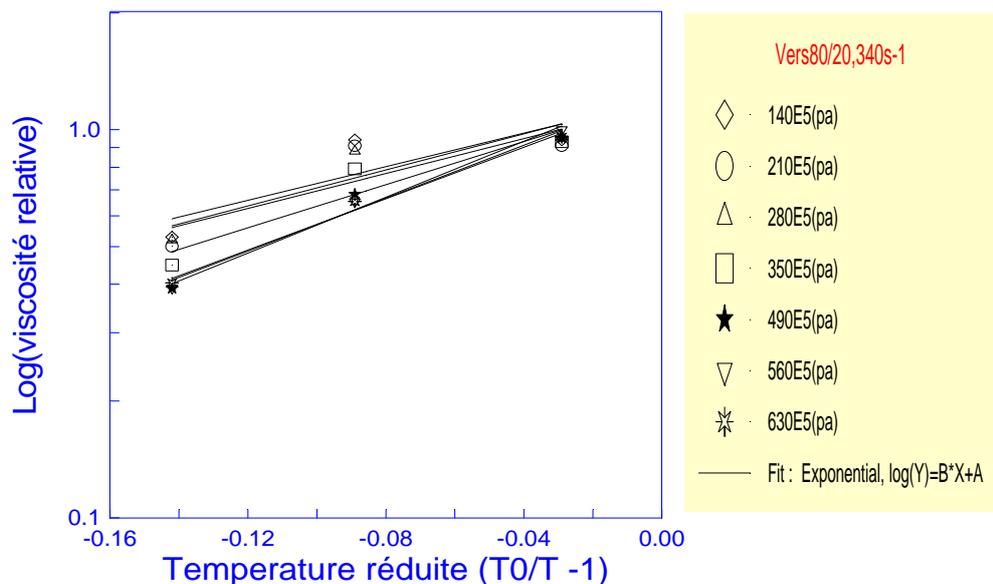


Figure 15 : Evolution de μ_r avec la température réduite pour $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$

Tableau 22 : Viscosités relatives pour $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$

		Viscosité relative						
$P(10^5 \text{ xPa}) (T_0/T - 1)$		140	210	280	350	490	560	630
- 0,029		0,923	0,937	0,947	0,954	0,966	0,970	0,921
- 0,089		0,923	0,937	0,842	0,818	0,733	0,676	0,684
- 0,142		0,538	0,562	0,526	0,454	0,400	0,411	0,421

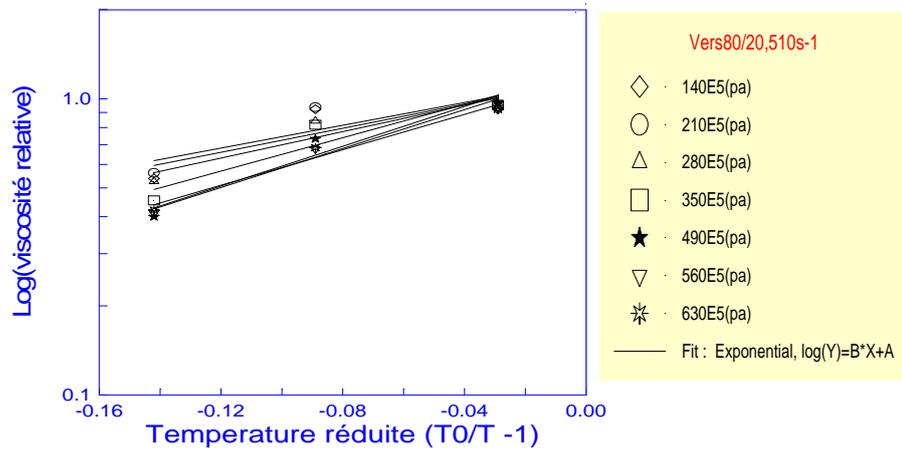


Figure 16 : Evolution de μ_r avec la température réduite pour $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$

Tableau 23 : Viscosités relatives pour $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$

		Viscosité relative						
$P(10^5 \text{ xPa}) (T_0/T - 1)$		140	210	280	350	490	560	630
- 0,029		1,000	0,9	0,916	0,928	0,947	1,000	0,956
- 0,089		0,875	0,8	0,833	0,785	0,736	0,714	0,732
- 0,142		0,624	0,6	0,500	0,500	0,473	0,428	0,431

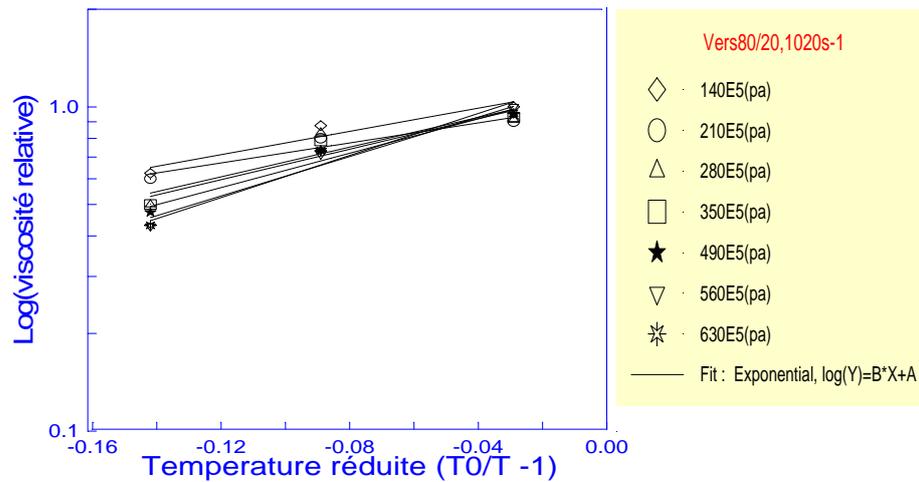


Figure 17: Evolution de μ_r avec la température réduite pour $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$

On peut observer sur les figures (15, 16, 17) que la viscosité est représentée par une exponentielle de la température pour toute les pressions, dont la fonction de corrélation est la suivante :

$$\text{Log } \mu_r = b(T_0/T -1) + a \quad (5)$$

Tableau 24 : Coefficients a et b pour ($\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$, $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$ et $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$)

	P (10 ⁵ xPa)	104	210	280	350	490	560	630
340 s ⁻¹	a	1,10	1,10	1,20	1,20	1,20	1,30	1,20
	b	4,90	5,10	5,30	6,30	7,80	8,20	7,60
	R	0,71	0,72	0,83	0,88	0,97	0,99	0,99
510 s ⁻¹	a	1,10	1,10	1,10	1,20	1,20	1,20	1,10
	b	4,60	4,40	5,10	6,40	7,70	7,50	6,80
	R	0,72	0,72	0,78	0,87	0,94	0,98	0,97
1020 s ⁻¹	a	1,10	1,02	1,10	1,10	1,10	1,20	1,20
	b	4,10	3,50	5,20	5,40	6,10	7,40	7,90
	R	0,92	0,93	0,84	0,92	0,96	0,98	0,95

R étant le coefficient de corrélation.

VI.II.2.2- Evolution des coefficients a et b du système :

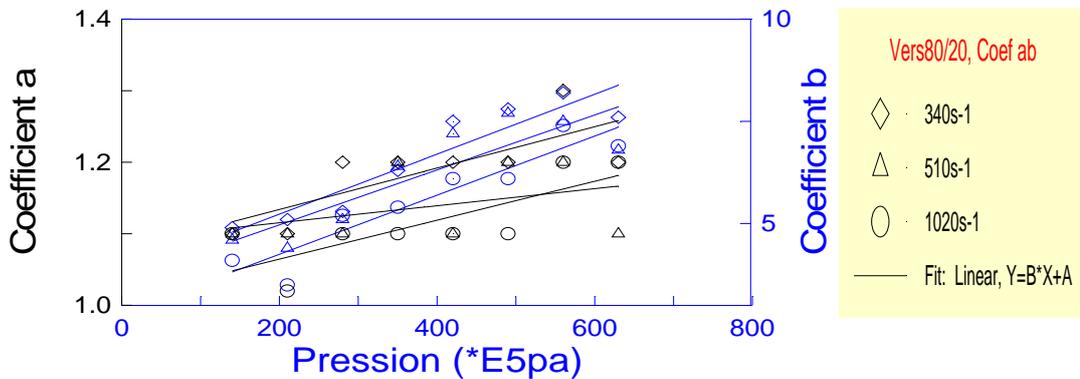


Figure 18: Evolution des coefficients a et b de l'émulsion Versadrill avec la pression

L'évolution des coefficients a et b en fonction de la pression est représentée par une droite (linéaire pour tous les taux de cisaillements) dont les fonctions de corrélation sont :

$$a = a' p + a'' \quad (6)$$

Tableau 25: Coefficients a' et a'' pour différents γ ($\gamma=340 \text{ s}^{-1}$, 510 s^{-1} et $\gamma=1020 \text{ s}^{-1}$)

$\gamma (\text{s}^{-1})$	340	510	1020
a'	0,00029	0,00011	0,00027
a''	1,07600	1,09100	1,01000
R	0,60000	0,61000	0,62000

$$b = b' p + b'' \quad (7)$$

Tableau 26: Coefficients b' et b'' pour différents γ ($\gamma=340 \text{ s}^{-1}$, $\gamma=510 \text{ s}^{-1}$ et $\gamma=1020 \text{ s}^{-1}$)

$\gamma (\text{s}^{-1})$	340	510	1020
b'	0,0073	0,0060	0,0072
b''	3,7600	3,6200	2,8000
R	0,8700	0,750	0,8700

Calcul des coefficients a et b corrélés pour chaque pression à différents taux de cisaillements :

Tableau 27: Coefficients a et b corrélés pour différents γ ($\gamma=340 \text{ s}^{-1}$, $\gamma=510 \text{ s}^{-1}$ et $\gamma=1020 \text{ s}^{-1}$)

	Pression ($10^5 \times \text{Pa}$)	140	210	280	350	490	560	630
340 s^{-1}	a	1,11	1,13	1,15	1,17	1,21	1,23	1,25
	b	4,78	5,29	5,80	6,32	7,34	7,85	8,36
510 s^{-1}	a	1,10	1,11	1,12	1,12	1,14	1,15	1,16
	b	4,56	5,03	5,50	5,97	6,90	7,37	7,84
1020 s^{-1}	a	1,04	1,06	1,08	1,10	1,14	1,16	1,18
	b	3,84	4,35	4,85	5,36	6,36	6,87	7,37

VI.II.2.1- Simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la température réduite

La simulation de l'évolution de viscosité apparente avec la température réduite est donnée par l'équation suivante :

$$\mu_a = \mu_0 \cdot a \exp [b (T_0/T - 1)] \tag{8}$$

(où l'indice "0" correspond aux valeurs des coefficients des paramètres à la température de référence).

En injectant les valeurs des coefficients a et b des tableaux ci-dessous (pour chaque pression), on obtient les résultats portés sur les tableaux suivants :

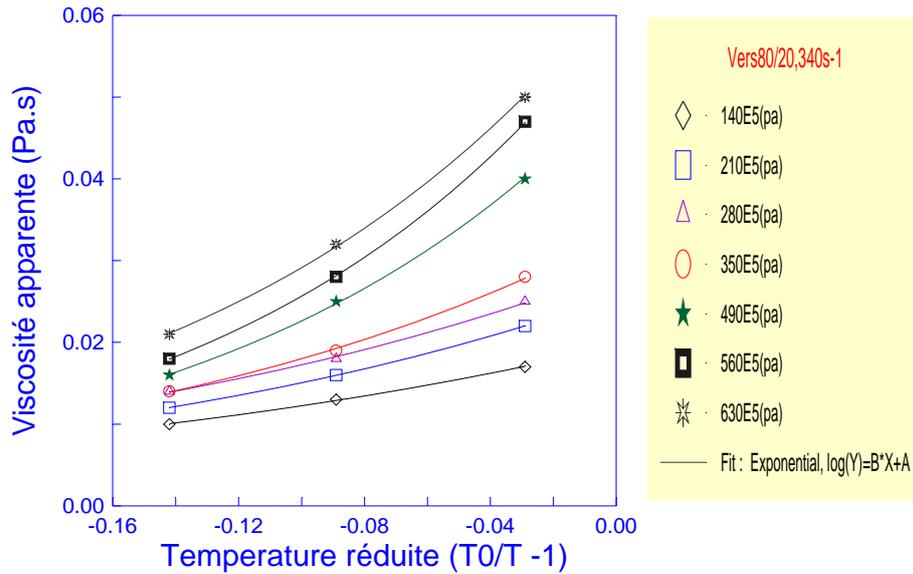


Figure 19 :Simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la température réduite pour $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$ et à différentes pressions

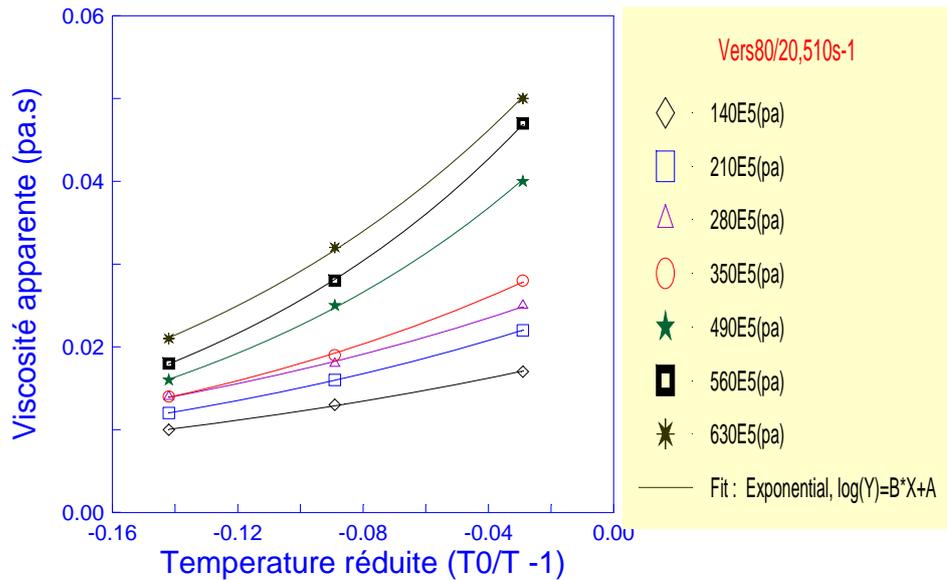


Figure 20 :Simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la température réduite pour $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$ et à différentes pressions.

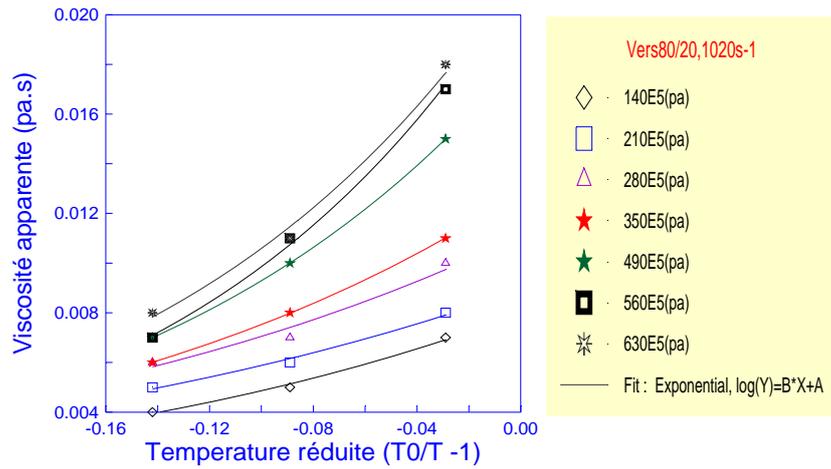


Figure 21 :Simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la température réduite pour $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$ et à différentes pressions

VI.II.2.3- Simulation de l'évolution de la viscosité apparente en fonction de la température :

Cette évolution est donnée par la relation suivante :

$$\mu_a = (\mu_0 \cdot a / \exp b) \exp [b \cdot T_0 / T] \quad (9)$$

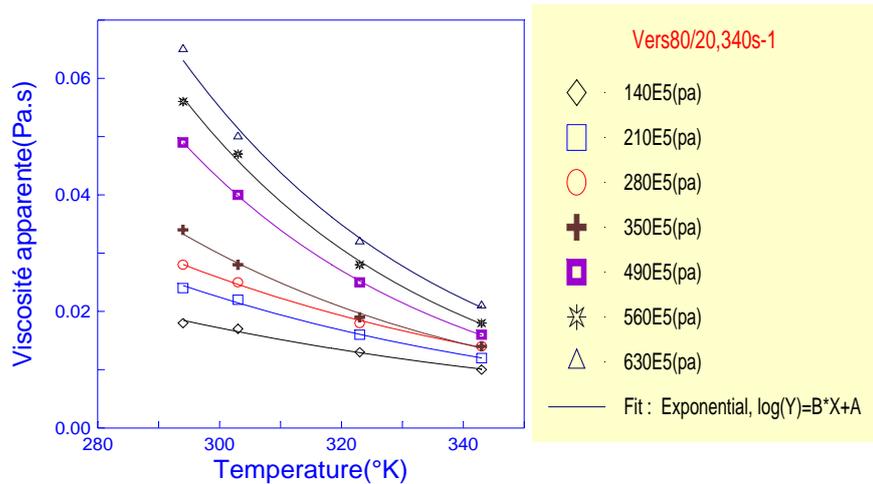


Figure 22 : Evolution de la viscosité apparente avec la température pour $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$

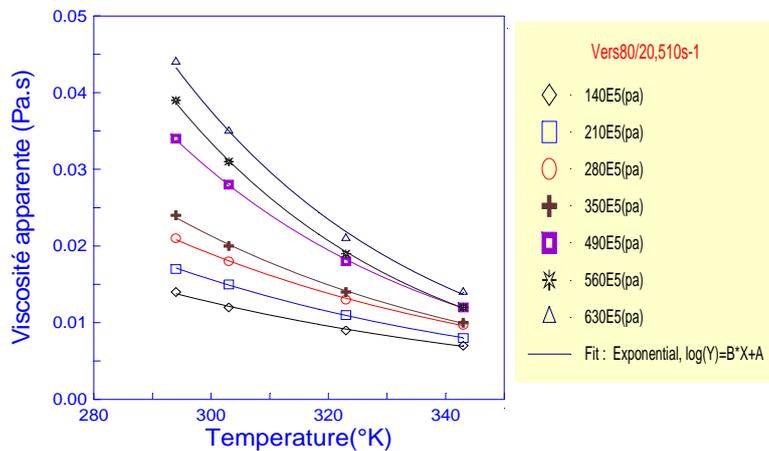


Figure 23 : Evolution de la viscosité apparente avec la température pour $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$

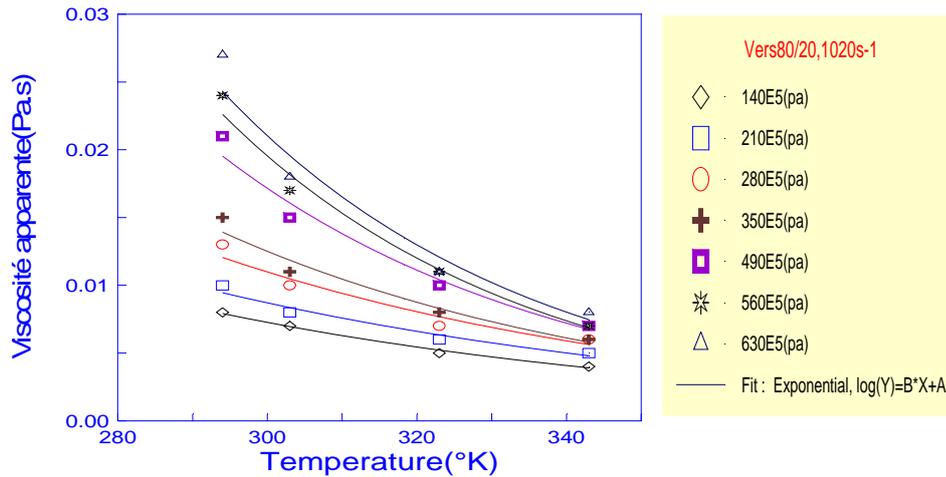


Figure 24 : Evolution de la viscosité apparente avec la température

L'évolution de la viscosité en fonction de la température est une fonction décroissante décrite par un modèle exponentiel. Le mécanisme de décroissance est lié directement au mouvement Brownien (mouvement aléatoire d'une « grosse » particule immergée dans un fluide et qui n'est soumise à aucune autre interaction que des chocs avec les « petites » molécules du fluide environnant) décrit par l'énergie emmagasinée entre les liaisons inter particules.

Ces liaisons deviennent relativement fragiles en fonction du phénomène de dilatation qui provoque la rupture des liaisons entre les molécules.

Pour un gradient de cisaillement bien défini, l'évolution de la viscosité apparente garde la même allure pour les différentes valeurs de la température.

VI.II.3- Influence de la pression sur la viscosité :

Pour décrire l'évolution de la viscosité en fonction de la pression, on se base sur la relation d'ANDRADE qui exprime la viscosité comme une fonction exponentielle de la pression et de la température :

$$\mu = D \exp[C*P] \quad (10)$$

Avec :

- C = coefficient tenant compte de la température ;
- D = coefficient tenant compte de la pression et de la température .

Ecrite sous forme adimensionnelle, la relation proposée par ANDRADE montre la dépendance de la viscosité relative avec la pression et la température :

$$\mu_r = \mu_p / \mu_1 = d(T,P) \exp [c(T) (P/P_0 - 1)] \quad (11)$$

Où : l'indice « 1 » correspond aux valeurs des coefficients et des paramètres à la pression de référence ; l'indice « p » correspond aux valeurs des coefficients et des paramètres pour différentes pressions.

Une pression de **140.10⁵ Pa** a été choisie comme pression de référence.

VI.II.3.1- Evolution de la viscosité relative avec la pression réduite :

On trace $\log \mu_r = f (P/P_0 - 1)$ (sans dimension) pour différents taux de cisaillement.

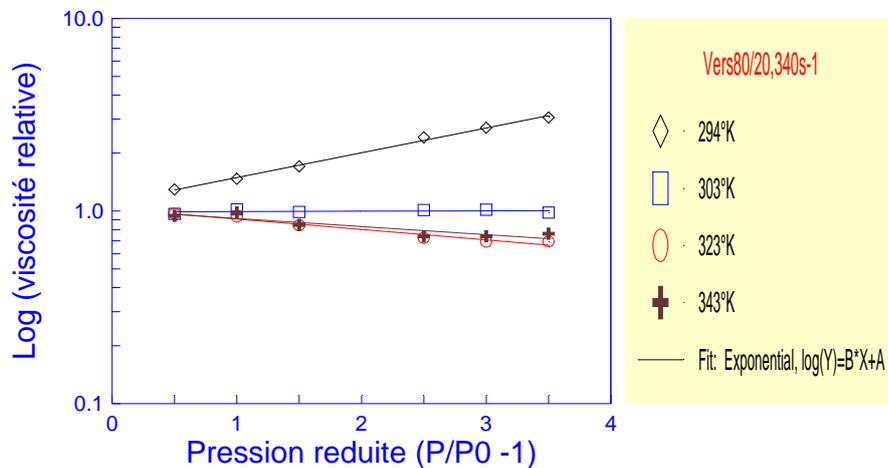


Figure 25 :Evolution de la μ_r avec la pression réduite pour $\gamma=340$ s⁻¹ à différentes températures

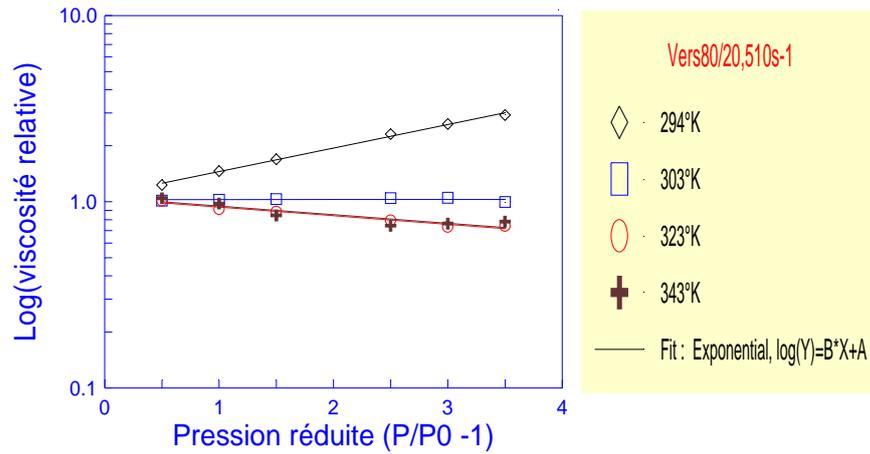


Figure 26 : Evolution de la μ_r avec la pression réduite pour $\gamma=510 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

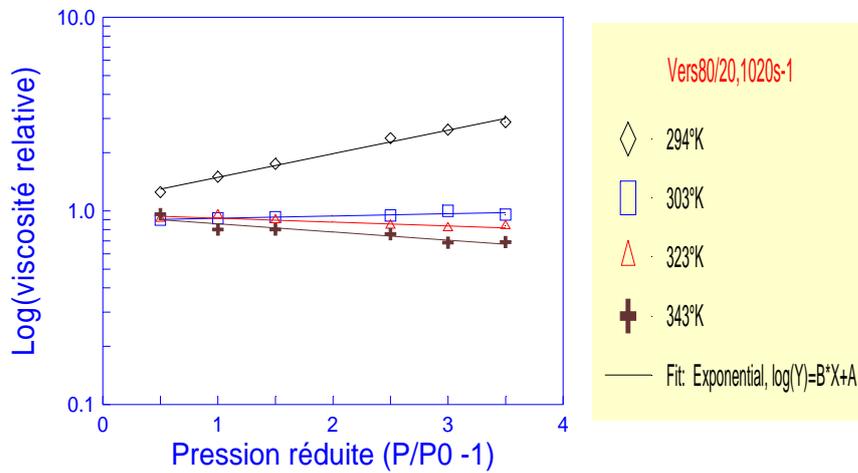


Figure 27 : Evolution de la μ_r avec la pression réduite pour $\gamma=1020 \text{ (s}^{-1})$ à différentes températures

La présentation de la viscosité en fonction de la pression réduite montre une évolution exponentielle de la courbe conformément à l'équation suivante :

$$\log \mu_r = c (P/Po - 1) + d \quad (12)$$

Tableau 37 : Coefficients c et d pour ($\gamma=340\text{s}^{-1}$, $\gamma=510\text{s}^{-1}$ et $\gamma=1020\text{s}^{-1}$)

	Température(°K)	294	303	323	343
$\gamma=340\text{s}^{-1}$	c	0,296	0,004	-0,124	-0,096
	d	1,112	0,989	1,020	0,0993
	R moyen	0,98			
$\gamma=510\text{s}^{-1}$	c	0,290	0,0007	-0,106	-0,106
	d	1,096	1,022	1,026	1,036
	R moyen	0,97			
$\gamma=1020\text{s}^{-1}$	c	0,280	0,026	-0,045	-0,097
	d	1,137	0,891	0,947	0,940
	R moyen	0,95			

L'évolution des coefficients **c** et **d** en fonction respectivement de $1/T$ et **T** est représentée par une droite linéaire (pour tous les taux de cisaillements) dont les fonctions de corrélation sont les suivantes.

$$c = c' (1/T) + c'' \quad (13)$$

Tableau 38 : Coefficients c' et c'' pour ($\gamma=340s^{-1}$, $\gamma=510s^{-1}$ et $\gamma = 1020s^{-1}$)

	340 s⁻¹	510 s⁻¹	1020 s⁻¹
c'	689,5	676,5	617,0
c''	-2,15	-2,11	-1,90
R moyen	0,86		

$$d = d' T + d'' \quad (14)$$

Tableau 39 : Coefficients d' et d'' pour ($\gamma=340s^{-1}$, $\gamma=510s^{-1}$ et $\gamma=1020s^{-1}$)

	340 s⁻¹	510 s⁻¹	1020 s⁻¹
d'	-0,0016	-0,0008	-0,0025
d''	1,54	1,30	1,77
R moyen	0,90		

Calcul des coefficients **c** et **d** corrélés pour chaque taux de cisaillement à l'aide des équations (13), (14) :

Tableau 40 : Coefficients **c et **d** corrélés pour différents γ ($\gamma=340s^{-1}$, $\gamma=510s^{-1}$ et $\gamma=1020s^{-1}$)**

		Température (°K)	294	303	323	343
$\gamma=340 s^{-1}$	c		0,194	0,124	-0,016	-0,140
	d		1,074	1,060	1,028	0,996
$\gamma=510 s^{-1}$	c		0,190	0,121	-0,016	-0,138
	d		1,064	1,057	1,040	1,024
$\gamma=1020 s^{-1}$	c		0,196	0,134	0,008	-0,102
	d		1,040	1,017	0,967	0,917

Il est important de signaler qu'il y a peu de travaux relativement publiés concernant la rhéologie des fluides complexes soumis à des conditions de hautes températures (HPHT) à hautes pressions et ce en raison parfois d'un manque d'équipement de tests adéquat à ces conditions.

L'équipement utilisé a été utilisé pour tester divers échantillons de fluide de forage d'émulsion inverse à la capacité maximale de l'équipement. Des parties des données générées à partir d'un instrument particulier ont été comparées à des données obtenues à partir d'autres rhéomètres qui fonctionnent à une température et une pression inférieures.

VI.II.3.2- Simulation de l'évolution de la viscosité avec la pression réduite :

La simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la pression réduite est donnée par l'équation suivante.

$$\mu_a = \mu_1 d \exp [c(P/P_0 - 1)] \tag{15}$$

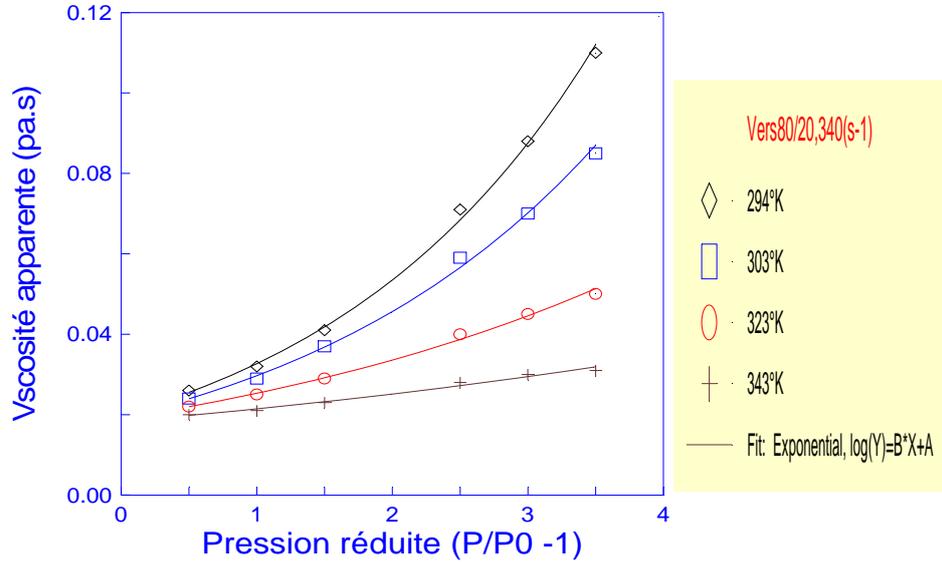


Figure 28 : Evolution de la μ_a de l'émulsion avec la pression réduite pour $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

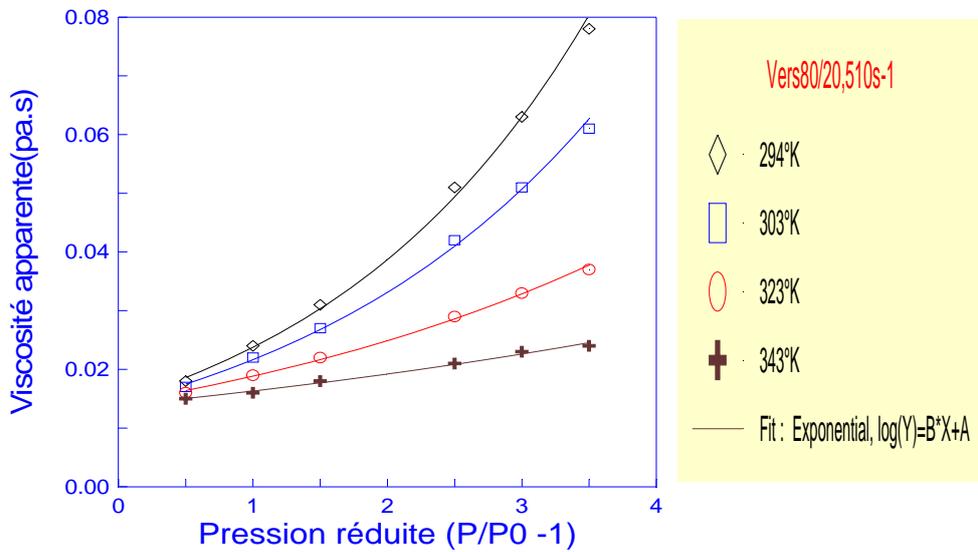


Figure 29: Evolution de la μ_a de l'émulsion avec la pression réduite pour $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

Nous remarquons d'après les figures 28 et 29, qu'on a une évolution proportionnelle entre la viscosité apparente et la pression réduite.

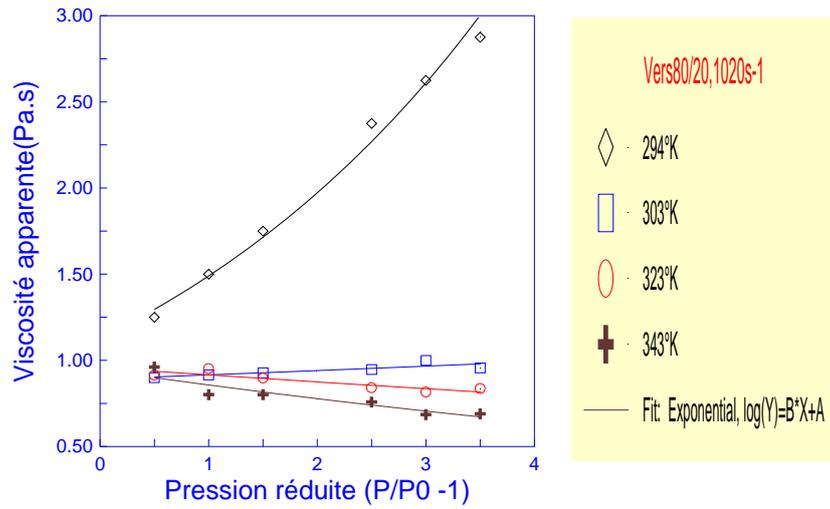


Figure 30: Evolution de la μ_a de l'émulsion avec la pression réduite pour $\gamma = 1020 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

VI.II.3.3- Simulation de l'évolution de la viscosité apparente en fonction de la pression :

Cette évolution est donnée par la relation suivante :

$$\mu_a = (d \mu_0 / \exp c) \exp [(c / P_0) P] \quad (16)$$

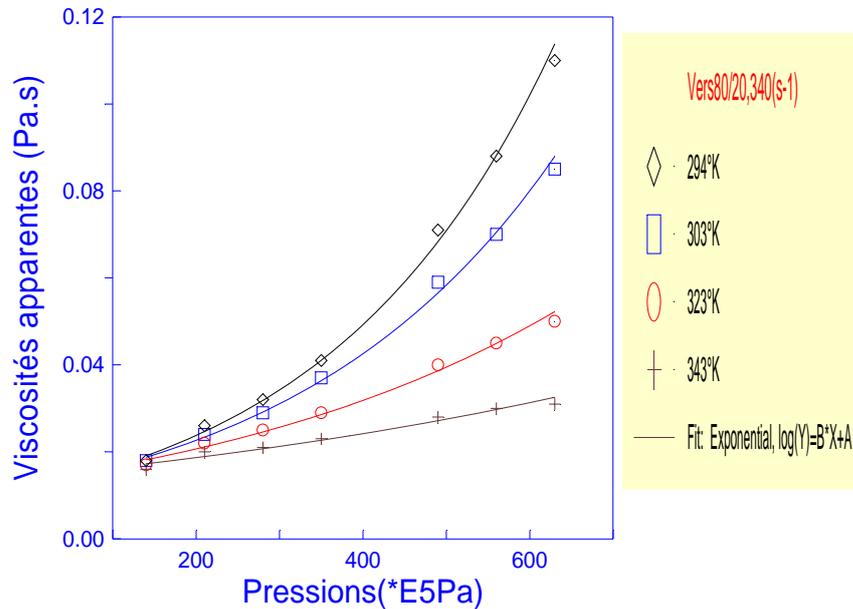


Figure 31: Evolution de la μ_a avec la pression pour un $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

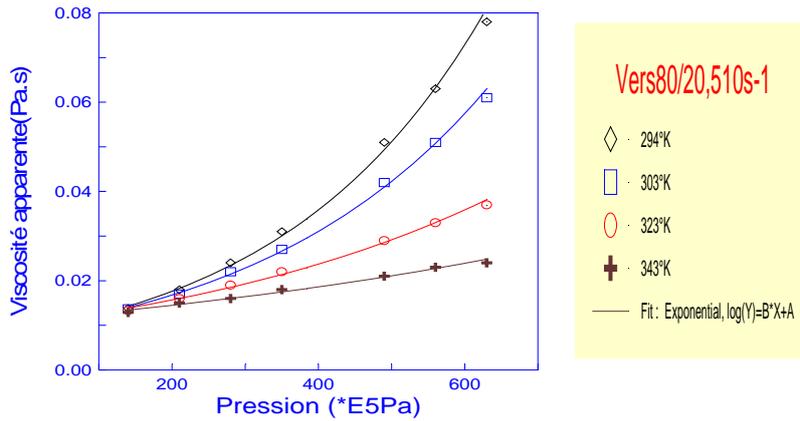


Figure 32 : Evolution de la μ_a avec la pression pour un $\gamma = 510 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

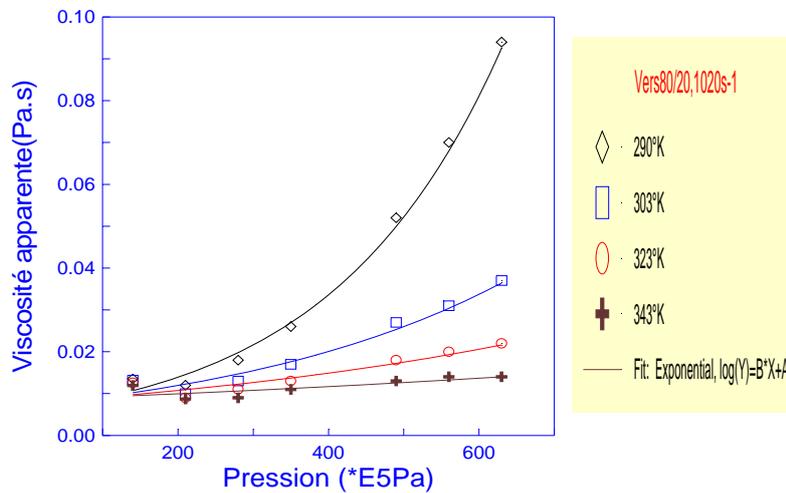


Figure 33: Evolution de la μ_a avec la pression pour un $\gamma=1020 \text{ s}^{-1}$ à différentes températures

L'évolution de la viscosité en fonction de la pression est une fonction croissante décrite par un modèle exponentiel. Ceci peut être interprété par le contact entre particules qui provoquera une résistance à l'écoulement traduite par le phénomène de frottement. Pour un gradient de cisaillement bien défini, l'évolution de la viscosité apparente garde la même allure pour les différentes valeurs de la pression.

VI.III.3.4-Simulation de l'évolution de la viscosité apparente avec la température et la pression pour le système de boue :

La convolution des deux équations précédentes permet alors d'écrire un modèle d'évolution de la viscosité avec la température et la pression :

$$\mu_r = a \cdot d \exp(d - c) \exp[B/T + C.P] \quad (17)$$

$$\mu_a = a d \mu_{ref} / \exp(b+c) \exp[B/T+ C P] \quad (18)$$

Avec :

$$B = b \cdot T_0; \quad C = c / P_0; \quad \mu_{ref} = \mu_a; \mu_{ref} = \mu_a$$

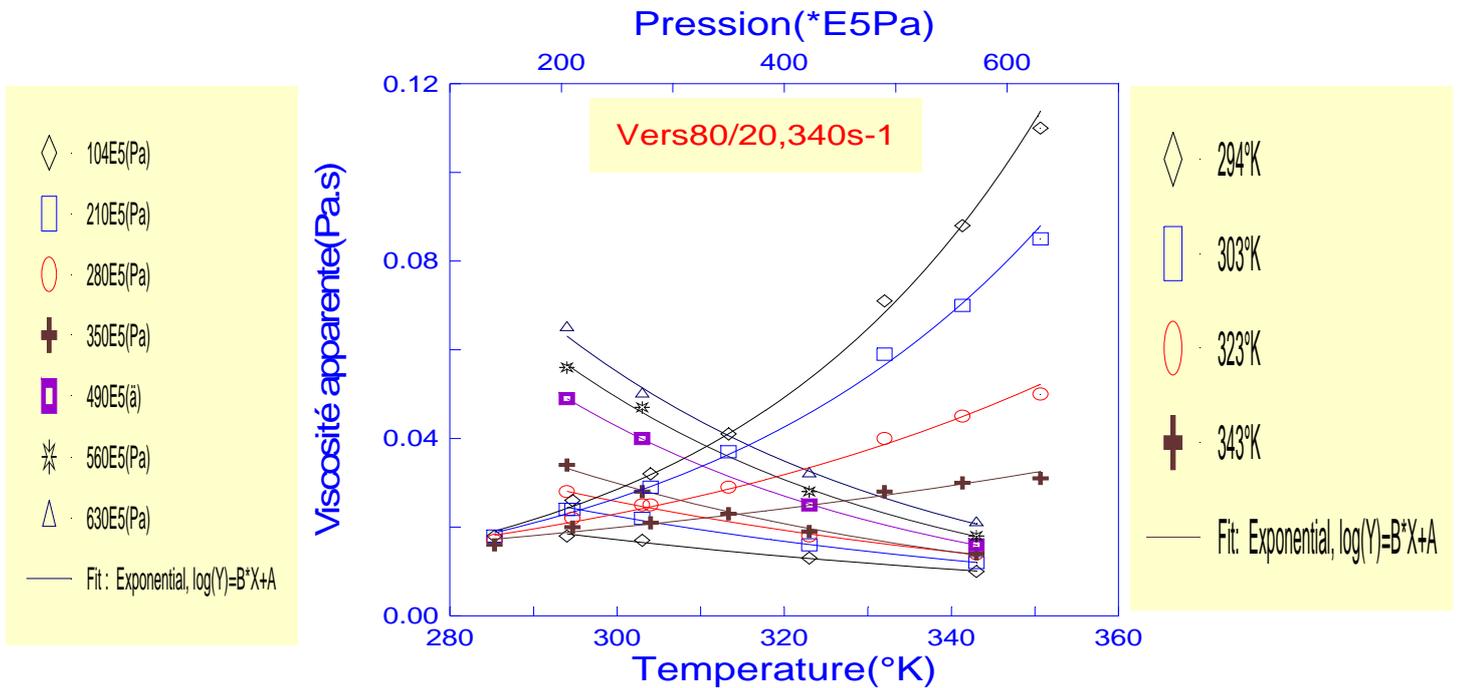


Figure 34 :Simulation de l'évolution de la μ_a avec la pression et la température pour l'émulsion à $\gamma = 340 \text{ s}^{-1}$

Le système de fluide de forage inverse est souvent utilisé pour forer des puits HPHT qui présentent des complexités dans le forage vis-à-vis des formations à forer. La plupart des systèmes de fluides de forage inverses peuvent résister à des températures jusqu'à 400 °F sans problèmes importants.

Cependant, lorsque la température est supérieure à 400 °F, les produits chimiques utilisés dans le fluide de forage peuvent devenir instables et une dégradation thermique peut se produire sur une courte période de temps entraînant des changements drastiques dans la rhéologie et autres propriétés des fluides et le fluide de forage ne jouera plus son rôle. A travers cette étude nous avons élaboré des graphes qui nous permettent de déterminer la variation de la viscosité du système de fluide de forage avec la pression et la température. (Daimallah et al., 2002)

VI.CONCLUSION

L' analyse de l'influence de la pression et de la température sur la viscosité apparente ou sur la consistance montre qu'un modèle exponentiel est assez représentatif de cette évolution.

Le manque de précision des mesures avec le viscosimètre HP/ HT, surtout aux bas cisaillements pour des fluides de faible viscosité, ne permet pas de conclure quant à l'évolution de la contrainte seuil.

Ce type de modèle permet de prédire le comportement rhéologique du système de boue en pression et en température avec une approximation suffisante pour les conditions de forage habituelles.

Une analyse plus fine de ce comportement nécessiterait la conception d'un appareillage plus fiable et éventuellement la mise en œuvre d'autres méthodes de mesure de la contrainte seuil (analyse quantitative).

CONCLUSION GENERALE

L

Le succès d'un forage dépend principalement des performances du fluide qui circule dans la tige de forage en rotation et dans l'outil, pour remonter en suite dans l'espace annulaire entre la tige et la formation ou le tubage d'acier vers la surface.

A mesure que les recherches de réservoir d'hydrocarbures s'intensifient et se dirigent vers le forage dévié ou les réservoirs plus profonds, le rapport coût/performances des fluides de forage devient de plus en plus critique, le prix de revient d'un fluide est important, mais le prix total d'un forage est beaucoup plus et cela peut être fortement influencé par les performances du fluide de forage donc la rhéologie.

Un fluide de forage à faible coût ne signifie pas forcément un puits à prix de revient peu élevé, c'est pour cela que la conception, la formulation et la maintenance des fluides sont primordiales. Malgré les progrès de tous ordres réalisés au cours des vingt dernières années, les pertes de boue constituent, de nos jours encore, un obstacle majeur au déroulement normal des opérations de forage. C'est un obstacle, puisque mis à part les cas très particuliers où le forage peut se poursuivre en injection perdue, la perte impose un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible, pouvant aller jusqu'à la perte du puits. Les causes majeurs de ce problème, sont la nature de la formation, faciès, histoire géologique, résistance mécanique etc. Un chapitre a été consacré à expliquer le problème des pertes par l'utilisation d'une approche sédimentologique pour une meilleure compréhension des problèmes des pertes de boues en circulation. Une étude statistique des puits à pertes a été effectuée. Pour compléter cette approche, on a utilisé la notion de paléontologie pour prédire la présence de réservoirs potentiels sous-jacents aux zones à avancements rapide du forage délimitées sur la carte.

Il est à noter que le champ de Hassi Messaoud, sujet du présent mémoire constitue l'un des plus grands gisements pétroliers de l'Algérie. A l'heure actuelle, l'objectif prévu est de forer 2 à 3 puits par km², ce qui porte à plus de 2000 puits à forer dont plus de 1000 sont déjà réalisés.

Le déroulement normal des opérations de forage et précisément celui de la phase 8"1/2 est resté souvent interrompu par plusieurs problèmes dont les plus prononcés sont :

- * La rencontre de formations argileuses gonflantes,
- * la contamination de la boue,
- * la perte de la boue par l'infiltration de cette dernière dans les parois poreuses.

En effet ces problèmes peuvent imposer un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible et qui par conséquent, le risque peut aller jusqu'à la perte du puits. Il très important de connaître la géologie (minéralogie, lithologie...) des drains traversés pendant le forage et déterminer ainsi leur nature. En cours d'utilisation, il est indispensable d'apporter aux boues tous les soins nécessaires à leur contrôle et à leur entretien, suivant la nature des terrains rencontrés, afin d'éviter toutes contaminations des formations productrices.

L'un des critères essentiels afin d'assurer toutes ces fonctions est d'assurer une rhéologie adéquate à la formation. On peut citer ainsi le pouvoir viscosifiant de la boue de forage.

Cependant la complexité du forage de cette phase est liée aux performances rhéologiques et de filtration de la boue utilisée. Pour cela, une attention est prise pour l'amélioration de ces caractéristiques par l'ajout de plusieurs additifs de base tels que les polymères.

L'intérêt des polymères sur le plan industriel a généré un développement sur le plan théorique qu'expérimental en vue de comprendre leur comportement dans différentes situations, en particulier les polymères en solution. Les propriétés requises pour les polymères hydrosolubles quand à leur utilisation dans les opérations de forage se résument en leur bonne solubilité, leur bonne filtration, une viscosité suffisante pour une concentration faible et une bonne stabilité chimique.

Leur utilisation et leur efficacité sont liées à la connaissance de la relation existante entre leur structure chimique (macro-structure et microstructure) et leurs propriétés en solution. Une grande partie de leur application, dépend principalement de leurs propriétés rhéologiques. Un chapitre a été consacré pour l'amélioration des caractéristiques rhéologiques de la boue utilisée pour le forage de la phase juste au dessus du réservoir (8"1/2) par l'ajout de polymères. Une caractérisation et modélisation rhéologique des boues substituées a été réalisée. Cette partie de travail a mis en évidence les phénomènes, de contamination de la boue par les argiles de la formation et l'impact de la boue sur les parois poreuses.

Les pertes en circulation sont la conséquence logique d'un déséquilibre de pression, existant ou créé, momentanément ou permanent entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage. Afin d'y remédier, des bouchons de ciment sont souvent utilisés pour colmater ces pertes.

Lors de la rencontre des pertes de nature virulentes, on arrive à installer plus de six bouchons de ciment ce qui est un inconvénient majeur pour l'avancement de l'opération de forage en terme de temps et de coût. Ensuite l'intérêt s'est focalisé sur une étude rhéologique et consistométrique en haute pression et température d'un ensemble de laitiers colmatants à base d'une variété d'argiles. La solution proposée donc, étant l'injection d'un seul "bouchon de type plastique" ajustable suivant la fréquence des pertes, allant de simples fissures aux fractures.

Trois systèmes ont été considérés : direct, où on observe un excès de phase aqueuse, inverse : où on a la présence d'un excès de phase huileuse, et mixte : sans excès et il est caractérisé par l'absorption totale des composants qui se présentent sous forme d'une pâte consistante sous forme de "mastic". Il a été confirmé que les formulations de ces bouchons élaborés en conditions de surface présentent les mêmes caractéristiques rhéologiques qu'en conditions de fond, ceci a été nettement observé suite aux tests de consistométrie. Les réactions de prise de ces bouchons sont instantanées dans les deux cas avec un simple brassage des différents composants du mélange.

Ces bouchons plastiques présentent plusieurs avantages dont on citera quelques uns :

- un gain de temps considérable, vu qu'il est posé au travers de l'outil (environ 44h comparé à un bouchon de ciment),
- Ne nécessite pas une unité de pompage et les équipements de cimentation,
- Formation critique TS2 et LD2 moins soumises aux variations de pression hydrostatique,
- Reforage rapide,
- Ne contamine pas la boue,
- Facile à préparer,
- Peut être préparé à l'avance.

Afin de compléter notre étude, On a analysé un des problèmes rencontrés lors d'utilisation des boues de forage à émulsion inverse ; à savoir l'influence de la température et de la pression sur les propriétés rhéologique de ces boues. On prendra comme exemple, le système de boue utilisé pour le forage de la phase réservoir située juste en dessous de la zone à perte.

L'analyse de l'influence de la pression et de la température sur la viscosité apparente ou sur la consistance montre qu'un modèle exponentiel est assez représentatif de cette évolution.

Le manque de précision des mesures avec le viscosimètre HP/ HT, surtout aux bas cisaillements pour des fluides de faible viscosité, ne permet pas de conclure quant à l'évolution de la contrainte seuil. Ce type de modèle permet de prédire le comportement rhéologique du système de boue en pression et en température avec une approximation suffisante pour les conditions de forage habituelles. Une analyse plus fine de ce comportement nécessiterait la conception d'un appareillage plus fiable et éventuellement la mise en œuvre d'autres méthodes de mesure de la contrainte seuil (analyse quantitative)

L'utilisation des boues à émulsion inverse a mis en évidence de nombreux problèmes vraisemblablement liés aux variations de loi de comportement rhéologique lorsque ces fluides sont soumis aux conditions des puits de forage. C'est en particulier le cas pour l'interprétation du Leak-Off -Test (test de la résistance maximale de la formation), l'évaluation des pertes de charge, la détermination des conditions d'apparition de Kicks de gaz (venue de gaz dans le puits) ou encore la prévision de la transmission des pressions lors du mouvement des outils ou des garnitures.

Le problème posé est donc le suivant : Améliorer les prévisions d'exploitation des gisements par une meilleure connaissance des comportements des fluides.

Ainsi l'optimisation de l'écoulement dans les puits et l'interprétation des tests en cours de forage passe par une connaissance plus fondamentale du comportement rhéologique, des pertes de charge, de la définition des régimes d'écoulement et de l'évaluation de la densité dans un puits.

A

- Adams N., (1985), Drilling Engineering, Penn Well Publishing Compagny, Tulsa, Oklahoma,.
- Ait Salem H. et col., (1995) “ Evolution Tectono-sédimentaire et pélogéographie des dépôts silico-clastiques du champs pétrolier de Hassi Méssaoud (Sahara Algérien)”.
- Ait salem H. & al., (1993)“ Apports de l’analyse séquentielle à une meilleure définition des limites des zones dans les séries silico-clastiques du Combro-Ordovicien de Hassi -Messaoud, SONTRACH-CRD, rapport N°238.
- Alderman N.J., Gavignet A., Guillot D., Maitland G.C.; (1988): high temperature, high pressure rheology of water-based muds, Proc. 63rd Ann. Techn. Conf. SPE, Huston, 10/88, paper SPE 18035, p.187-195.
- Algorithmes Numériques. Analyse et mise en oeuvre. Tome 2. *Equations et systèmes non linéaires*, (1980).
- Artep, (1988) Techniques et procédures de cimentation, Ref. IFP 36350,.
- Abid, D. (1995) Synthèse sur les fluides de forage, rapport 419/94. Sonatrach/CRD Boumerdès, Algérie
- Andrade E.N. da C.; (1934); A theory of the viscosity of liquids, Phil.Mag., S.7., 17, 112, 497-512 et 698-732.
- Alderman N.J., Gavignet A., Guillot D. Maitland G.C.; (1988); High temperature, High - Pressure rheology of water-based muds, Proc. 63rd Ann. Techn. Conf. SPE, Huston, 10/88, paper SPE 18035, P. 187-195.
- Annis. M.R., (1967); High temperature flow properties of water-based drilling fluids, JPT 1074-1080.
- Abousouleiman, Y ;, et al. (2005), Time effect in Wellbore fracture gradient analysis, Powerpoint presentation presented at the SPE, Applied Technology Workshop borehole strengthening and stability. The Woodlands, Texas, 18-19 April
- Alberty, M.W., and Mc Lean, L.R. (2004), A Physical model for stress cages, paper SPE 90493 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 Sept. DOI: 10.2118/90493-MS
- Aston, M.S., Alberty, M.W., McLean, M.R; de Jong, H.J., and Armagost K; (2004), Drilling fluids for wellbore strengthening. Paper SPE 87130 presented at the IADC/SPE drilling conference, Dallas, 2-4 March, DOI; 10.2118/871306MS
- Amaefule, J.O., Kersey, D.G., Norman, D.L., et Shannon, P.M. (1988) Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies, CIM Paper N o.88-39- 65, Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, Alberta, Juin 12-16, 16 p
- Anderson, D.B. et Edwards, C.D. (1973) Development of fluids for drilling slugging and heaving shales. Petroleum engineer, septembre • Anne, S., Johan, T. et Frederic J.S. (1997) Effect of water breakthrough on sand production: experimental a field evidence, SPE 38806, 565–568
- Argillier J.F., Audibert, A., Longeron D., (1997), Performance evaluation and formation damage potentiel of new water based drilling formulations, SPE 38152 Eur. Form. Damage Control Conference, The Hague, Netherlands.
- Argillier, J.F., Ramachandran, R. Harris W.C. et Tirrell M., (1991) J. Colloid Interface Sci. , 146(1) 242-250
- Argillier, J.F., Audibert, A. Lecourtier, J. Moan, M. et Rousseau, L. (1996) Solution and adsorption properties of hydrophobically associating water -soluble polyacrylamides. A Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 113 247-257
- Argillier, J.-F. Audibert, A. et Longeron, D. (1999) SPE Drill. Completion 14 (4) 266–273
- Askri, H., Belmecheri, A., Benrabah, B., Boudjema, A., Boumendjel, K., Daoudi, M., Drid, M., Ghalem, T., Docca, A. M., Ghandriche, H., Ghomari, A., Guellati, N.,

Khenous, M., Lounici, R., Naili, H., Takherist, D. et Terkmani. M. (2003) Geology of Algeria. WEC Algeries Algeria

J., (1999). Novel High-Pressure/ High temperature fluid loss reducer for water based formulation, International Symposium on oilfield chemistry , Houston, 16-19 Feb.

- Audibert, A., Argillier, JF, Bailey, L. et Reid, PI. (1988) Process and water-base fluid utilizing hydrophobically modified cellulose derivatives as filtrate. US Patent 5,669,456, Patents 314118 465992 10/1988 7/1991 European Pat.

- Audibert, A., Argillier, (1995) J.F., SPE 28953, Thermal stability of sulfonated polymers, SPE International Symposium on oil field chemistry, San Antonio, Texas, Feb.

- Aziz, A., Kalloo, C.L., Singh U.B., (1994), Preventing lost circulation in severely depleted unconsolidated Sandstone reservoirs. SPEDC 9 (1): 32-38, SPE21917-PA, DOI: 10.2118:21917-PA

B

- Bailey, W.J., Weir, I.S., Skjetne, E. et Daltaban T.S. (1996) Hyperbolic rheological model for drilling fluids. SPE 36025

- Bailey, L., Boek, E., Boassen, T., Selle, O. et Longeron, D. (1999) Particulate invasion from drilling fluids. SPE paper, vol. 54762, pp 1-10, Mai.

- Baker, C.L. et Garrison, A.D. (1939) The Chemical Control of Heaving Shale. Part 1, Petrol Eng. (Jan.), pp. 50-58

- Baker, L.E. (1997) Effects of dispersion and dead-end pore volume in miscible flooding. Soc. Pet. Eng. J. 17 (3), 219– 227

- Ballard, T.J., Beare, S.P. et Lawless T.A. (1994) Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport Through Shales”, SPE Formation Evaluation, June, pp.129-133

- Bailey Way P., L., Meeten G., (1998) Filtercake integrity and reservoir damage control, SPE 39429, Lafayette, Louisiana, Feb.

- Bates, R.L. et Jackson, J.A. (1987) Glossary of geology. Amer. Geol. Inst., Ed.

- Beam, H.W. et Perry, J.J. (1974) Microbial degradation of cycloparaffinic hydrocarbons via co - metabolism and commensalism” . J. Gen. Microbiol. 82: 163-169

- Becher, P. (1965) Emulsions: Theory and Practice, 2e éd., Reinhold, New York

- Becher P. (1984) Hydrophile-lipophile balance: history and recent developments, J. Disp. Sci. Technol. 5(1) 81-96

- Beihoffer, T.W., Dorough, D.S. et Schmidt, D.D. (1990) the development of an inhibitive cationic drilling fluid for slimhole coring applications. Paper IADC/SPE 19953 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Houston, February 27– March 2

- Beirute, R.M. (1991) A circulating and shut-in well temperature profile simulator. Journal of Petroleum Technology 9 pp. 1140–1146

- Beicip-Franlab, (1995), Petroleum Consultants, Champ de HassiMessaoud, Révision du modèle Géologique et Structural, Septembre.

- Beda, G. and C. Carugo, (2001), use of Mud Microloss Analysis While Drilling to Improve the Formation Evaluation in Fractured Reservoir, paper SPE 71737 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October.

- Bickmore BR, Nagy KL, Young JS et Drexler JW. (2001) Environ Sci. Technol; 35:4481,002;255:27

- Bailey T.J., BERN P.A.; (1984), Down hole rheological behaviour of low-toxicity oil muds, Proc. European Petroleum Conf. London, paper SPE 13001, p.361-70.

- Bartlett L.E.; (1967) Effect of temperature on the flow properties of drilling fluids, SPE 1861 (Houston, Oct. 1-4,).

- Bardeen T., Teplitz A.J.: Lost circulation information with a new tool for detecting zones of loss, Petroleum Transactions, AIME; Vol. 207, pp.36-41, 1956.

- Bingham, E.C. (1916) An investigation of the laws of plastic flow. Paper 278, Scientific Papers of the Bureau of Standards, Vol. 13. Dept. of Commerce, Washington, DC, 5
 - Bingham E. et al. (1979) Carcinogenic potential of Petroleum hydrocarbons: a Critical review of the literature J.Env. Path. Tox. 3, 483
 - Bland, R.G. (1991) Development of new water-based mud formulations. Chemicals in the Oil Industry: Developments and Applications. Spec. Publ. -R. Soc. Chem., Springer-Verlag, vol. 97, pp. 83– 98
 - Bland, R.G. (1992) Water based glycol systems: acceptable substitute for oil-based muds. Oil Gas J., 54 (Juin)
 - Bland, R G (1994) Quality Criteria in Selecting Glycols as Alternatives to Oil - Based Drilling Fluid Systems, paper SPE 27141, presented at HSE Conference, Jakarta, Indonesia
 - Bland, R., Pariseau, D., Jones, T. et Jachnik, R. (1996) Polyglycol Technology Update, paper presented at AADE, Drilling Fluids Technology Conference, Houston, Texas
 - Bol, G. M., Wong, S.W., Davidson, C. J. et Woodland, D. C. (1992) Borehole Stability in Shale, SPE Paper 24975, Presented at the European Petroleum Conference in Cannes , France, November 16-18
 - Bacon J., Adams R.N., (1968), J.Am.Chem.Soc.90, 6596,.
Bardeen T., Teplitz A.J., (1956), *Lost circulation information with a new tool for detecting zones of loss*, Petroleum Transactions, AIME; Vol. 207, pp.36-41,.
Batchelor G.K., Gree J.T., J. Fluid Mech., 56, 401-427, 1972.
- Batchelor G.K. (1977), J. Fluid Mech. 8 3, 97 –117,.
- Bekkour K. (1992) Caractérisation rhéologique et en écoulement d'emulsion d'huile de vaseline et d'eau, et d'emulsion chargées en solide. Thèse de doctorat de l'université de Louis Pasteur de Strasbourg. Dec.
- Bekkour K. et Scrivener O. (1990) "*Action de la bentonite sur les caractéristiques rhéologiques et le vieillissement des emulsions de vaseline et d'eau*". Colloque TIFAN, INRA Nancy, 19-21 Sept..
- Benhadid S., (1987), Thèse, "Rhéologie des écoulements sanguins : Modélisation, approche numérique et expérimentale", Institut Nationale Polytechnique de Lorraine,.
- Benhadid S., Maurice S., Devienne G., Lebouche M. et Lucius M., (1988), Caractéristiques rhéologiques, coefficients de frottement et écoulement en situation réelle de fluide à seuil", Rhéologica Acta, Vol 27, 628-633,.
- Berthier P. Flaud P. (1992), *Caractérisation rhéologique en régime stationnaire et instationnaire d'un fluide de forage*. Les cahiers de la Rhéologie. Volume X, Numéro 3-4, page 263-270,.
- Blair G.W.S., (1969) Elementary rheology, Academic Press, London and New York,.
- Boukhalfa A. (1997) "Problèmes de positionnement des sabots des colonnes 7" sur le champ de Hassi Méssoud' ". Avr.
- Boumahrat M., Gourdin A., (1993), Méthodes numériques appliquées", OPU.
- Bol G.M., "Bentonite quality and quality evaluation methods", SPE PAPER (13454) 288-296, (1986).
- Bingham E.C., (1922), "Fluidity and Plasticity", Ed. Mc Graw-Hill,.
- Bruton, J., Mercer, R. et Paul, D., (2000) The application of new generation CaCl₂ mud systems in the Deepwater Gulf of Mexico. IADC/SPE Drilling Conf., New Orleans, February. SPE 59051

C

- Caillere S., S.HININ, M. RAUTUREAU, (1982),Minéralogie des argiles : tome II : classification et nomenclature, 2^{ème} Edition, Edition Masson,.
- Casson N., (1929)Rheology of disperse systems, Ed, Pergamon,.
- Canson. B.E. (1985), Lost Circulation Treatments for Naturally Fractured, Vugular, or Cavernous Formations, SPE/IADC 13440, pp.155-166,
- Chiang C.K. , Fincher C.R., Park Y.W., Heeger A.J., Shirakawa H., Louis E.J.,
- Gau S.C. et Mac Dirmid A.J., (1977),Phys.Rev.Lett,39, 1098,.
- Cheng D.C.H. , (1987) Int.J. of Cosmetic Science 9, 151-191,
- Coquillon J.J., (1876)Compt, Rend,81, 408 (1875) ;82, 228.
- Constanini P., Belorgey G., Josefowicz M.et Buvet C.R., (1964), Acad .Sci , Ser.C,258, 6421,
- Cross M.M. , (1965),J. Colloid Sci.,20, 417-437,.
- Cross M.M., (1968),Polymer systems." *Deformation and flow*", Mc Millan, London,.
- Cross M.M., (1965),Rheology of non-newtonien fluids : a new flow equation for pseudo-plastic systems, J. Colloid Sc., 20, pp. 417-437,.
- Cross M.M., (1965) "Rheology of non-newtonien fluids : a new flow equation for pseudo-plastic systems", J. Colloid Sc., 20, pp. 417-437,.
- Caillère S., Henin, S. et Rautureau, M. (1982) Minéralogie des argiles. Tome 2, P: 51. Edition Masson
- Cannon, G.E. (1947) Developments in drilling mud control, Oil and gas journal, Mai 3, 101
- Capron, I., Brigand, G. et Muller, G. (1997) about the native and renatured conformation of xanthan exopolysaccharide, Polymer, vol. 38, 5289-5295
- Chauveteau, G. et Lecourtier, J. (1988) Reduction of polymer adsorption on reservoir rocks. Revue de l'IFP, vol. 43, N°4, Juillet-Aout
 - Chauveteau, J., Lecourtier, J. et Lee, L.T. (1988) Méthode de détermination de la capacité d'échange cationique des argiles.Revue de l'IFP, 4: 533- 543
- Chenevert, M.E. (1969) Shale Hydration Mechanics, SPE Paper 2401
- Chenevert, M. E. (1970a) Shale Alteration by Water Adsorption, Journal of Petroleum Technology, Septembre, pp. 1141- 1148
- Chenevert, M. E. (1970b.) Shale Control With Balanced Activity Oil Continuous Muds, Journal of Petroleum Technology, October
- Chenevert, M.E. (1989) Glycerol mud additive provides shale stability. Oil Gas J., 60–64, Juillet 17
- Chenevert, M.E. et Pernot, V. (1998) Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Bas Muds, SPE Paper 49263, Presented at 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, Louisiana, Septembre 27-30
- Chesser, B.G. et Perricone, A.C. (1973) A physicochemical approach to the prevention of balling and gumbo shales. SPE paper 4515, Septembre
- Chiang, S.C., Radcliffe, D.E., Miller, W.P., et Newman, K.D. (1987) Soil Sci. Soc. Am. J.51:1293
- Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam
- Clark, R. K., Scheuerman, R. F., Rath, H. et Van Laar, H. G. (1976) Polyacrylamide-Potassium-ChlorideMud for Drilling Water-Sensitive Shales, paper SPE 5514, Journal of Petroleum Technology, Juin, pp. 719–727

- Clark, D.E. et Saddok, B. (1993) Aluminium Chemistry Provides increased shale stability with Environmental acceptability. SPE 25321 paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Singapore, 8-10 Février
- Clause, D. Pezron, I. et Komunjer, L. (1999) Colloids Surf. 152, 23
- Cliffe, S., Dolan, B. et Reid, P.I. (1995) Mechanism of shale inhibition by polyols in waterbased drilling fluids. Paper SPE 28960 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Février
- Canson B.E.: 'Lost circulation treatments for naturally fractured, Vugular, or cavernous formations,' SPE/IADC 13440, pp.155-166.

D

- Daimallah A., Kherfella N., (2002),Caractérisation rhéologique de polymères utilisés dans les opérations de workover et de complétion,Sixième journée scientifique de la physique, USTHB, (ALGERIE), du 22 au 24 avril
- Daimallah A., Kherfella N., (2002)Elaboration d'une méthode d'optimisation basée sur une régression non linéaire: Application à un matériau thixotrope, CSM3, Beyrouth, (LIBAN), du 16 au 18 mai.
- Daimallah A.,Khemmoudj A., Kherfella N., (2002), Caractérisation rhéologique d'un fluide de forage, 37ème Colloque Annuel du Groupe Français de Rhéologie, Saint Etienne, (France), , du 09 au 11 octobre
- Davenport B., (1984), Handbook of drilling practices, Gulf Publishing Company, Houston, Texas,
- Document inédit : (1987) Service géologique de l'Algérie, (SGA) ORGM/ENOF,.
- Degouy D., Martin M.; (1988) rheological behaviour of drilling fluids under bottomhole conditions of temperature and pressure. Proc. Eurotherm n°5, Compiègne, p;1-19,
- Darley H. C. H., George R. Gray.:”Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids,” Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Dawson D. D, W. C. Goins.: Bentonite-Diesel Oil Squeeze,” world oil, October, 1953.
- De Weale A., (1923) Oil and Color, Chem.Assoc. J., 6, 33,
- Doriomedoff M., Cristofini H., De Surville R., Josefowicz M., Yu L.T.et Buvet R., (1988)J.Chim.Phys.68, 1055,.
- Doriomedoff M. , (1974).Thesis,University of paris VI
- Degouy D., Martin M.; (1988): Rheological behaviour of drilling fluids under bottomhole conditions of temperature and pressure .Proc. Eurotherm N°5, Compiègne, P.1-19.
- Darley H. C. H., George R. Gray.:”Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids,” Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Dawson D. D., Goins W. C.: Bentonite-Diesel Oil Squeeze,” world oil, October, 1953.
- Darley, H.C.H. et Gray, G.R. (1988) Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, TX, 630p
- D. and Nicol A., (1971)“ La dévonien à lycophytes de la Lybye Sud-occidentale : conséquences paléogéographiques C.R. Acad. Sc. Paris, t. 273, Oct..
- Davis, N. (2002) The Many Facets of Gilsonite, Presented at 2002 AADE Annual Technology Conference and Exhibition in Houston , Texas, Avril 2- 3
- Davis, N., et Tooman, C.E. (1998) New Laboratory Tests Evaluate the effectiveness of Gilsonite as a Borehole Stabilizer, IADC/SPE Paper 17203, Presented at 1988 IADC/SPE Drilling Conference in Dallas, Texas, Février 28 – Mars
- Deeg, W., and Wang, H.,(2004) Changing interfageometry and lost circulation control, paper ARMA/NARMS 04-577. Gulfrock, Houston7-9 June.

- Deeg, W., (1999) High propagation pressures in tranverse hydraulic fracturations : cause, effect and remediation, SPE56598 presented at the SPE Annual technical conference and exhibition, Houston, 3-6 oct. DOI: 10.212118/56598-MS.
- Don Whitfill, . (2008) Lost circulation material selection, particle size distribution and fracture modeling with fracture simulation software, IADC/SPE 115039 Asia Pacific, Drilling Technology Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 25-27 august.
- Downs, J.D., van Oort, E., Redman, D., Ripley, D. et Rothmann, B. (1993) TAME—a new concept in waterbased drilling fluids. Paper SPE 26699 presented at the Offshore Europe Conference, Aberdeen, September 7 –10
- Dupont, R. (1968) Influence de la boue dans le forage des formations argileuses bouillantes . Les fluides de forage, Edition Technip , France
- Durant, C., Forsans, T., Ruffet, C. Onaisi, A. et Audibert , A. (1995a) Influence of clays on borehole stability: Part one (Occurrence of drilling problems physico -chemical description of clays and of their interaction with fluids). Revue de l'IFP , Vol. 50, N°2, Mars-Avril

E et F

- Economides, M. J. et al. (1988) Petroleum well construction, édition John wiley and sons. pp.199 –204
- Eirich F.R., (1958) Rheology : Theory and applications, Vol.2, Academic Press, Inc., New York,.
- Einstein A., (1906), A New method of determining molecular dimensions, Ann. Phys. Leipzig 19, pp 289-306,.
- Einstein A., (1911) A New determination of molecular dimensions, Ann. Phys. Leipzig 34, pp. 591-592,.
- Erthier P. Flaud P.(1992), Caracterisation rhéologique en régime stationnaire et instationnaire d'un fluide de forage. Les cahiers de la Rhéologie. Volume X, Numéro 3-4, page 263-270.
- Elimelech, M., et Ryan, J.N. (1996) In : Huang PM, Bollag J-M, Senesi Nicola, editors.
- Ellis, S.C., Lanham, A.F. et Pankhurst, K.G.A. (1967) A rotational viscometer for surface films. J. Sci. Instr. 32, 70–73
- Eoff, L ;, Chatterji, J., Badalamenti, A., McMechan, D.(2001). Water Dispersible resin system for wellbore stabilization. SPE64980 presented at the SPE International symposium on oilfield chemistry, Houston, 13-16 Febr. DOI:10.2118/64980-MS
- Evanko, C.R. et al.(1997) Colloids Surfaces A : Physicochem. Eng. Aspects, 125 95-107
- Ewell R.H., Eyring H; (1937); Theory of the viscosity of liquids as a function of temperature and pressure, J. of chem.. Phys., 5, P. 726-36.
- Eyring, K. (1936) Viscosity, plasticity and diffusion as examples of absolute reactions. J. Chem. Phys. 4, 283–291
- Fiche technique de la bentonite de forage ; ENOF. Unité de Mostaganem.
- Fiche technique de la bentonite de forage ; ENOF. Unité de Maghnia
- Forage Rotary, (1972) "La boue de forage", Edition Technip.
- Fritzsche J., Prackt., (1943).J., chem,20(1940)453 ;28, 198,
- Fraser L. J. (1987) New Method Accurately Analyzes PHPA's in Muds, Oil and Gas Journal 85, no. 27, 39-42, Juillet
- Fisk J.V., Jamison D.E, (1988); Physical properties of drilling fluids at high temperatures and pressures, Proc. IADC/ SPE Drilling Conf., Dallas, 2/88, paper 17200, p.197-205.

G

Gabolde G. ET Nguyen J.P., (1989), Formulaire du Foreur, 6^{ème} édition, Editions Technip, Paris,.

- Garcia C., Parigo P., (1968) "Boues de forage", Institut Français du Pétrole (I.F.P), Editions Technip, Paris,.
- Gatlin C., Nemir C.E., (1961), *Some effects of size distribution on particle bridging in lost circulation and filtration tests*; JPT; pp.575-578, June,.
- Genies E.M. et Tsintavis C., (1985), *Electronal.Chem.*195, 109,.
- Gockel J. F., Brinemann M. (1987) *Lost Circulation: A Solution Based on the Problem*, SPE/IADC 16082,.
- Goins W.C., Dawson JR., (1953), Jr., *Temperature surveys to locate zone of lost circulation*; OGJ, Vol.22,.
- Grossiord J.L., et al. (1992) "Apport des analyses rhéologiques à l'étude des émulsions multiples: Caractérisation, stabilité". libération- Les cahiers de la rhéologie, Volume X, Numéro: 3-4, page 299-305,.
- Grossiord J.L., Terrisse I., Seiller M., Magnet A., Le Henferrenbach C. (1992). "Apport des analyses rhéologiques à l'étude des émulsions multiples: Caractérisation, stabilité". libération-Les cahiers de la rhéologie, Volume X, Numéro: 3-4, page 299-305.
- Grim R.E., (1962), *Applied clay mineral*; Edition MC Graw Hill,
- Güven N.. (1992) *Molecular aspects of clay-water interactions*-C.M.S. Workshop Lectures, Volume 4 clay-water interface and its rheological implication, page 2-79,
- Glass, J.E. (1989) *Adv. Chem. Ser.*, 223
- Ghalambor, A., Salehi, S., Shari, M., Karimi, M., (2014) Integrated workflow for lost circulation prediction. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 26-28 feb.
- Gücüyener H., Kok M.V., Batmaz T., End effect evaluation in rheological Measurement of drilling fluids using couette coaxial cylinder Viscometer.
- Goins W.C., Jr. and D.D. Dawson, Jr.: *Temperature surveys to locate zone of lost circulation*; the oil and gas journal, Vol.22, 1953.
- Gockel J. F., M. Brinemann. : *Lost Circulation: A Solution Based on the Problem*, SPE/IADC 16082.
- Gatlin Carl., Charle E. Nemir.: *Some effects of size distribution on particle bridging in lost circulation and filtration tests*; Journal of petroleum technology; pp.575-578, June, 1961.
- Graves, W.G. et Collins, R.E. (1978) A new rheological model for non-Newtonian fluids. SPE 7654. In: Haut, R.C.,
- Collins, R.E., Graves, W.G. Eds., *Application of a Computer Simulator to Primary Cementing*. SPE 7588. Proc. 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Houston, TX, 1– 3 Octobre
- Greathouse, J.A., Refson, K. et Sposito, G. (2000) Molecular dynamics simulation of water mobility in magnesiumsmectite hydrates. *J.Am.Chem.Soc.* 122 (46), 11459-11464
- Gregor, H. P., Luttinger, L. B. et Loebel, E. M. (1955) *J. Phys. Chem.*, 69, 34

H

- Haddoum N., Hadjadj A., (2012) The new concept for modeling clays: Application for Stabilizing boreholes while drilling reactive shale formations in Oil and Gas Wells, 11th Offshore Mediterranean Conference, 20-22 Mar., Italy (Ravenna).

- Haddoum N., Hadjadj A., (2014) Optimization and new approach for drilling oil & gas deep wells, International Gas Union Research Conference- IGRC2014, accepted, Sept.17-19, Copenhagen, Danmark.
- Hamza S., Kherfella N., (2002), An experimental study to improve production by minimising formation damage of Algerian field'. MENA 2002 Oil & Gas Conference (Londres) . The IMPERIAL College, UK, (London), Du 19-20 Sept.
- Hershel W. H., Bulkley R., (1926), Proc. ASTM, 26, 621
- Heybroek P. (1963), Note on the structural development of the El Biod High and Amguid Spar (central algerian sahara), Rev. IFP., Vol. 18, N°10,.
- Howard C. G., Scott P.P., (1951), *An analysis and the control of lost circulation*, Stanolind Oil and Gas CO., Tulsa, OKLA; Petroleum Transactions, AIME, Vol.192, pp. 171-192,
- Haddoum N., Hadjadj A., (2015), Progress to analyse critical Shale Formation's to improve drilling performances, 11th Offshore Mediteranean Conference, OMC, 20-22 March, Italy (Ravenna).
- Haddoum N., Hadjadj A., (2015) Shale and tight gas reservoirs global overview, Algerian case study, 26th World Gas Conference, 1 – 5 June – Paris, France.
- Haddoum N., Hadjadj A., (2015) How to support the borehole instability problems and optimize the drilling well in real time, 10èmes Journées Scientifiques et Techniques de Sonatrach, 5-8 octobre 2015, Oran (Algérie).
- Haddoum N., Hadjadj A., (2015) Contribution of geomechanics for better understanding of wells stability phenomena, Séminaire Techniques Puits, 27-28 octobre 2015, 24 février Hassi Messaoud (Algérie).
- Haddoum N., Hadjadj A., Benmounah A.,(2016), Study-assesses-materials-to-minimize-mud-losses-in-algeria-s-hassi-messaoud-field. Published on Oil and Gas Journal, Vol. 114 n°3, pp. 48-55 .
- Hesselink F. Th. (1977) On the theory of polyelectrolyte adsorption, J. Coll. And Int..Sci., 60(3),448.
- Houven O.H., Geehan T.; (1986); Rheology of oil-base muds, Proc.61st Ann.Techn. Conf. SPE, New Orleans, 10/86, paper SPE15416
- Hogenboom D.L., Webb w., Dixon J.A.; (1967); viscosity of several liquid hydrocarbons as a function of temperature, pressure and free volume, The J. of Chem. Phys., 46, 7, p.2586-98.
- Hiller K.H.; (1963) Rheological measurements on clay suspensions and drilling fluids at high temperatures and pressures, JPT 779-789.
- Howard C. G., P.P. Scott, 'An analysis and the control of lost circulation', Stanolind Oil and Gas CO., Tulsa, OKLA; Petroleum Transactions, AIME, Vol.192, pp. 171-192; 1951.
- Hale, A.H. et Mody, F.K. (1992) Experimental investigation of the influence of chemical potential on wellbore stability. IADC/SPE 23885
- Hale, A.H. et Mody, F.K. (1993) Mechanism for wellbore stabilization with lime-based muds. Paper SPE/IADC 25706 presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Février 23–25
- Hale, A.H. et Mody, F. K. (1996) Experimental Investigation of the Influence of Chemical Potential on Wellbore Stability, IADC/SPE Paper 23885, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference in New Orleans, Louisiana, February 18-21
- Halliday W.S., (1994) Drill-in fluids control formation damage, World oil, 43-47, Dec..
- Hong Wang, Sweatman, R., Engelman, B., Deeg W., Whilfill, D., Soliman M., Towler B.F. (2008) Best practice in understanding and managing lost circulation challenges, SPE drilling & Completion, June, 168-175.
- Hannachi, M. (1972) Air Drilling. Eight Arab Petroleum Congres. Alger
- Hemphill, T., Campos, W. et Pilehvari, A.(1993) Yield-power law model more accurately predicts mud rheology. Oil Gas J. 23, 45–50

- Herzhaft, B. (2001) Les fluides de forage : un exemple de fluides complexes industriels, 36^{ème} colloque annuel du Groupe Français de Rhéologie (GFR 2001), Marne-la-Vallée France, 10-12 Octobre
- Hiroshi, I. (2006) Compaction properties of granular bentonites, Applied clay science in press
- Horsud, P., Bostrom, B., Sonstebo, E. F. et Holt, R. M. (1998) Interaction Between Shale and Water-Based Drilling Fluids: Laboratory Exposure Tests Give New In sight Into Mechanisms and Field Consequences of KCl Contents, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, LA, Septembre
- IDF (1988) Product data manual
- IADC, (1982), Drilling manual, tenth edition,.
- Ito T., Shrakawa H., Ikeba S., (1974), J. POLYM . Sci .Polym.Chem. Ed 12, 11.
- Jasim, A. et Ramaswamy, H. S. (2004) Effect of high-hydrostatic pressure and concentration on rheological characteristics of xanthan gum, Food Hydrocolloids 18, 367–373
- Jenkins, R.D., Durali, M. Silebi C.A. et ElAsser, M.S J. (1992) Colloid Interface Sci., 154 (2) 502-521
- Joseph U. Messenger.: “Common rig materials combat severe lost circulation,” the oil and gas journal, june 18, 1973.

K

- Krieger I. M., DAUGHERTY T.J., (1959) , A Mechanism of non- newtonien flow in suspensions of rigid spheres, Trans., Soc., Rheol., III, 137-152,
- Kebir M.DE, Benhamdine, (1992) “Programme de forage Tiguentou-8r”, Hydra,.
- Karimi, M., Ghalambor, A., Montgomery, M., Moellendick, E., 2011, Formation damage and fluid loss reduction due to plastering effect of casing drilling, SPE PAPER N°143656, presented at the SPE European formation damage conference, 7-10 june 20011, Noordwijk, the netherlands;
- Kelly , J. (1968) Drilling problem shales 1: Classification simplifies mud selection. Oil and gas J. (3 Juin), vol. 66, N23 pp.67-70
- Kljucec, N.M. et Yurkowski, K.J. (1973) Special Mud system provides fast, in gage surface hole. World oil, Aout
- Kumar, S. (1996) Chem. Eng. Sci. 51 831
- Kumar , S., Mahto, V. et Sharma, M. (2003) Behaviour of organic polymers on the rheological propeties of Indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage, Indian Journal of Chemical technology , Vol. 10, Septembre, pp.525-530

L

- Leblond A., (1963), Cours de forage, Equipement de Forage, Tome 1, texte et planches, cours de l'ENSPM, Editions Technip, Paris,.
- Letheby H., (1962), J. Am. Chem. Soc. 15, 161,.
- Low P.F. (1979) “Nature and properties of water in montmorillonite- water systems- Soil”. Sci. Soc. AM. J. , Volume 43, page 651-658.
- Low P.F. (1980), *The swelling clay: III Dissociation of exchangeable cations- Soil*”. Sci. Soc. AM. J., Volume 45, page 1074-1078.
- Low P.F. (1992) “Interparticule forces in clay suspensions: Flocculation, Viscous flow and swelling -C.M.S”. Workshop Lectures, Volume 4 clay-water interface and its rheological implication, page 158-190,.
- Lightfoot BR. , (1863), Patent, 151

- Li S., Cao Y., Xue Z., (1987), Synth. Met, 20, 141
- Landriot, G. (1968) *Fluide de forage*, édition Technip, France
- Lashmar, U.T., Richardson, J.O. et Erbord, A. (1995) Correlation of physical parameters of an oil in water emulsion with manufacturing procedures and stability. *International journal of pharmaceuticals*, 125, p. 315- 325
- Lauzon, R.V. et Reid, K.I.G. (1979) New rheological model offers field alternative. *The Oil and Gas Journal* 5, pp. 51–57
- Lavrov, A., (2013), Numerical modeling of steady-state flow of non-Newtonian power-law fluid in a rough-walled fracture. *Computers and Geotechnics*, 50, 101-109
- Lawhorn, C. P., Evans, W. M. et Simpson, J. P. (1967) Laboratory drilling rate and filtration studies of clay and polymer drilling fluids, *JPT*, 688
- Lebcir, T. et Mas, D. (1998) *Le champ de Hassi Messaoud. Caractérisation du réservoir, méthode et applications*. 3^{ème} Journées Scientifiques de Sonatrach, Alger
- Le Pluart, L. (2002) *Nanocomposites Epoxyde/amine/montmorillonite : Rôle des interactions sur la formation, la morphologie aux différents niveaux d'échelle et les propriétés mécaniques des réseaux*, Thèse de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon
- Lecourtier, J. et Degouy, D. (1994) *Rev Instit Francais Pétrole*, 49 , 177
- Lee, K., Treamblay, G.H. et Levy, E.M. (1993) Bioremediation Application of slow release fertilizers on low energy shorelines, proceeding of the 1993 Oil Spills Conference, American Petroleum Institute, Washington DC pp 449-453
- Lee, L.T. et Somasundaran, P. (1989) *Langmuir* 5, 854
- Lewandowska, J., Auriault, J.L, Empereur, S. et Ro yer, P. (2002) Solute diffusion in fractured porous media with memory effects due to adsorption , *C.R. Mecanique* 330 879-884
- Li C.H., Wang Q.M. Tang J.P. et Cheng G.Y. (2006) Ultrasonic demulsifying device for oilwater separation, Chinese Patent CN 17458 69
- Likos, W.J., Loehr, J. E. et Akunuri, K. (2004) *Engineering Evaluation of Polymer-Based Drilling Fluids for Applications in Missouri Shale*” University of Missouri-Columbia. Juillet
- Lietard, O., T. Unwin, D.J. Guillot and M.H. Hodder, (1999), *Fracture Width Logging While Drilling and Drilling Mud/Loss-Circulation-Material Selection Guidelines in Naturally Fractured Reservoirs*, *SPE Drilling & Completion*, 168, September.
- Loeppke, G.E., D.A. Glowka and E.K. Wright, (1990) *Design and Evaluation of Lost-Circulation Materials for Severe Environments*, *JPT*, 328, March.
- Loeber, L. (1992) *Etude de la structure des cakesz d'argile formés sur les parois des puits au cours du forage*. Thèse Doctorat de l'Université d'Orléans
- Loeber, L., Durand, C., Lecourtier J. et Rosenberg, G.E. (1996) Relationship between composition, structure and permeability of drilling filter cakes. *Rev IFP*, vol 51. N°6. P.777- 788. Nov-Dec
- Loglio, G., Pandolfini, P., Miller, R., Makievski, A.V., Ravera, F., Ferrari M. et Liggieri, L. (2001) Drop and Bubble Shape Analysis as Tool for Dilational Rheology Studies of Interfacial Layers, in *Novel Methods to Study Interfacial Layers , Studies in Interface Science*, Vol. 11, D. Möbius and R. Miller (Eds.), Elsevier, Amsterdam, pages 439-485
- Loglio, G., Tesei, U. et Cini, R. (1984) *J. Colloid Interface Sci.* 100, 393
- Loglio, G., Tesei, U. et Cini, R. (1988) *Rev. Sci. Instrum.* 59, 2045
- Lomba, R. F., Chenevert, M. E. et Sharma, M. M. (2000) The ion-selective membrane behavior of native shales”, *Journal of Petroleum Science and Engineering* , pp. 9-23
- Longeron, D., Argillier, J-F. et Audibert, A. (1995) An integrated experimental approach for evaluating formation damage due to drilling and completion fluids . *SPE 30089*, European formation damage conference, The Hague, the Netherlands, 15- 16 Mai
- Low, F.P. et Anderson, D.M. (1958) Osmotic pressure equation for determining thermodynamic properties of soil water. *Soil sci.* 86, 251-258

- Luckham, P. F. et Rossi, S. (1999) The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. *Advances in Colloid and Interface Science*. 82, 43-92
- Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. *Journal of petroleum technology*, Novembre
- Lummus, J. L. et Azar, J.J. (1986) Drilling fluids optimization, a practical field approach, p.3-5, penn well books, Tulsa, Oklahoma
- Lund T. et Lecourtier J. (1990) Properties of xanthan solutions after long heat treatment. *J. of Rheology*
- Ly, M.H., Naitali-Bouchez, M., Meylheuc, T., Bellon-Fontaine, M-N., Le, T.M., Belin, J-M. et Waché, Y. (2006) Importance of bacterial surface properties to control the stability of emulsions. *International journal of food microbiology* 112, p.26-34

M

- Manuel Pratique (1969) des fluides de forage, Edition Technip,.
- Manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment, Editions Technip, Paris, 979.
- Menetrier C., (1971), Le programme de forage et de tubage, Ref. IFP 19512,
- Messenger J. U., (1973) *Common rig materials combat severe lost circulation*, OGJ, June 18,
- Messenger J.U., (1969) *How to combat lost circulation*; Field Research Laboratory, Mobil Research & Development Corp. Dallas. pp. 83 - 85;.
- Mohilner D.M., Adams R.N. et Argersin G W.J., (1962), *J. Am. Chem. Soc.* 84, 3618,
- Mooney M., (1951), *J. Colloid Sci.*, 6, 162-170,.
- Mooney M., (1951): " The viscosity of concentrated suspension of spherical particles", *J. Colloid Sci.*, 6, pp. 162-170,.
- Mathven N.E., Baumann R. (1972): Performance of oil muds at high temperatures, *Proc. SPE European Spring Meeting*, Amsterdam, paper SPE3743, p.1-15.
- Messenger J.U., (1969) *How to combat lost circulation*; Field Research Laboratory, Mobil Research & Development Corp. Dallas. pp. 83-85. June
- Moore T. F., C. A. Kinney, W. J. Mcguire;: *How Atlantic squeezes with high-water-loss slurry*, the oil and gas journal, april 1, 1963.
- Messenger. J. U.: *Lost Circulation, Barite Plugs*, ADTC, march, 1971.
- MacDonald, J. A. et Buller, D. C. (1992) The significance of formation damage caused by the adsorption of oil-based mud surfactant, *J Pet Sci Eng*, 6: 357
- Mascara, S., Vallorani, F., Jachnik, R. et Formisani, D. (1998) Successful Shale Drilling Using a New Environmentally Compatible, Carbonate/Polymer/PolyGlycol Mud System: Design and Field Experiences. SPE 50580 European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20–22 Octobre.
- Mulla, D.J., Cushman, J.H. et Low, P.H. (1984) Molecular dynamics and statistical mechanisms of water near an unchanged silicate surface. *Water resour. Res.* 20, 619-628
- Muller, G . (1990) Polymères hydrosolubles d'origine naturelle et synthétique , IFP, vol. 45, n°6, novembre-décembre, 703-717
- Muniz, E.S., Fantoura, S.A.B et Lomba, R.F.T. (2004) Development of equipment and testing methodology to evaluate rockdrilling fluid interaction. *GulfRocks04*, The 6th North America rock mechanics symposium (NARMS), Houston, Texas, paper 599, 8p.

N

- Nguyen J.P., (1993) " fluide de forage", *Technique d'exploitation pétrolière*, le Forage Technip

- Nietski R., (1978), Ber,11, 1093,.
- Ninomiya, Y., Zhang, L., Sakano, T., Chikao, K. et Masui, M. (2004) Transformation of mineral and emission of particulate matters during co-combustion of coal with sewage sludge”, Fuel 83, 751- 764
- O’Brien, D. E. et Chenevert, M. E. (1973) Stabilizing sensitive shale with inhibited, potassiumbased drilling fluids. JPT, September, 1080–1110
- Oh, M-H, So, J-H, et Yang, SM. (1999) Rheological Evidence for the Silica-Mediated Gelation of Xanthan Gum. Journal of Colloid and Interface Science 216, 320– 328
- Ordonneau M., (1982), Manuel du technicien fluides de forage, tomes 1 et 2, CECA SA, Département boues de forage, Paris,.
- Ostwald W., (1925), Kolloid. Z. 36, 99,
- Plank, J.P., (1992) Water based muds using synthetic polymers developed for high temperature drilling, Oil & Gas J. 40-45, 1992.
- Plank J., Keilhofer G., Lange P., (2000), MMH-bentonite fluids provide outstanding performances in oil field drilling”; Oil and Gas Journal 98 (11) 39-42
 - Poulet J. (1967) Etude géochimique des gisements de la région de Hassi Méssaoud, Données géologiques. Rapport IFP, n°15, 155,
 - Parkhurst N.J., J. Jonas, (1975), Dense liquids. II. The effect on density and temperature on viscosity of tetramethylilane and benzene, The J. of chemical Physics, 63, 6, pp. 2705-2709.
- Pefferkorn, E. (1999) J. Colloid Interface Sci. 216, 197
- Philippoff, W. (1935) Zur theorie der strukturviskosität. Theory of structure viscosity, Kolloid Z. Z. Polym. 71 (1), 1–16
- PQ Corporation, (2001) Silicate drilling fluids technology,
- Politte M.D.; (1985): Invert oil mud rheology as a function of temperature and pressure, Proc.SPE/IADC Conf., New Orleans, paper 13458, p. 305-322.
- Prandtl, L. (1928) Ein gedenkenmodell zur kinetischen theorie der festen Körper . Z. Angew. Math. Mech. 8, 85– 106.

Q et R

- Quemada D. , (1977), Rheol. Acta, 16, 82
- Quemada D. (1978)Rheol. Acta, 17, 632,
- Quemada D., (1978),Rheol, Acta, 17, 643,
- Quemada D., FLAUD M. (1987) Modélisation du comportement rhéologique et des écoulements de boues de forage à émulsions inverses, rapport final de contrat, TOTAL, Centre de Recherche Technique, Saint Remy les Chevreuse,.
- Roscoe R., (1952), Brit. J. Appl. Phys., 3, 267
- Robertson, R.E. et Stiff, H.A. (1976) An improved mathematical model for relating shear stress to shear rate in drilling fluids and cement slurries. Society of Petroleum Engineers Journal 2 pp. 31–37
- Rosnah, M.S. (2004) Production of carboxymethylcellulose (CMC) from oil palm empty bunch (EFB), MPOB information series, ISSN 1511-7871, Juin
- Ryaen, C., G. et Chillingar, V. (1996) Drilling fluids : state of the art, Journal of petroleum science and engineering 14, 221-230

S

- Sathianara Yanan S., Balakrishnan,S.K.dahawan et Trivediv D.C., (1994), electrochimica, Acta vol 39 n°6,pp831-837,

- Sathiyana S., Yanan, S.K., Dhawan, D.C., Trivedi et Balakrishnan, (1992), corrosion science vol33n°12 pp1831-1841
- Schmidt D.D., Roos A.J., Cline J.T., (1987), Interaction of water with organophilic clay to build viscosity", SPE paper (16683), 87-101
- Scott P. P., Lumus JR., J. L. (1955) *New Developments in the Control of Lost Circulation*, Petroleum Branch, AIME, Dallas, Texas, paper number, 516-G,.
- Singiresu S. Rao, 1996, *Engineering Optimisation*, Third Edition, Wiley-Interscience Publication, INDIANA,.
- Singiresu S. RAO, (1996), *Engineering optimization*, Third Edition, Wiley-Interscience Publication, Indiana,.
- Sarrazin-Cartalas, A., Iliopoulos, I., Audibert, A. et Olsson, U. (1994) *Langmuir*, 101421-1426
- Schlemmer, R., Friedheim, J.E., Patel, A., Bloys, J.B. et Young, S. (2003) Progression of Water-based Fluids based on amine chemistry, AADE-NTCE paper presented at the AADE 2003 National Technology Conference
- Shalaby, S.W., McCormick C.L. et Butler G.B. (1991) *Water-Soluble Polymers: Synthesis, Solution Properties, and Applications*, ACS Symp. Ser., 467, American Chemical Society, Washington D.C
- Simon, J.L. (2004) Gomme xanthane : agent viscosant et stabilisant, *Techniques de l'Ingénieur*, F 4 300
- Sisko, A.W. (1958) Flow of lubricating greases. *Ind. Eng. Chem.* 50 (12), 1789–1792
- Skipper, N.T., Refson, K. et McConnells, J.D.C. (1991) Computer simulation of interlayer water in 2 :1 clays. *J.Chem. Phys.* 94, 7434- 7445
- Sommerauer, A., Sussman, D. L. et Stumm, W. (1968) *K oU. Z.*, 225, 147
- Sutterby, J.L. (1966) Laminar converging flow of dilute polymer solutions in conical sections: Part I. Viscosity data, new viscosity model tube flow solution. *AIChE J.* 12 (1), 62– 69

I

- Tanaka, R., Williams, P.A., Meadows, J. et Phillips G.O. (1992) *Colloids Surfaces*, 66 63-72.
- Taylor, R. et Smalling, D. (1973) A new and practical application of annular hydraulics . SPE 451 8, Proc. 48th annual fall meeting of the SPE of AIME , Sept. 30–Oct. 3, Las Vegas, Nov.
- Thaemlitz C., Patel A., Coffin G., Conn L., (1997) A new Environmentally safe SPE paper 37606, for High-temperature ; water-based drilling fluid system, Drilling conference, Amsterdam, The Netherlands, March.
- Traugott, D., Sweatman, R., Vincent, R., (2007), increasing the wellbore pressure containment in Gulf of Mexico HP/HT wells. *SPED22* (1): 16-25, SPE 96420-PA. DOI: 10.2118/96420-PA.
- Tombácz, E. et Szekeres, M. (2004) Colloidal behavior of aqueous montmorillonite suspensions: the specific role of pH in the presence of indifferent electrolytes. *Appl. Clay Sci.* 27, 75–94
- Vachon D., Augus R.O., Lu F.L., Nowak M., Liu Shaffer Z.K., Wullf . et Heeger .
- Van Olphen H., (1992), *Particules associations in clay suspensions and their rheological implications-C.M.S. Workshop Lectures*, Volume 4 clay-water interface and its rheological implication, page 192-210,.
- Volkov A., (1983), Thesis, University of Paris VI,.
- Verga, F.M., C. Carugo, V. Chelini, R. Maglione and G. De Bacco, (2000) "Detection and Characterization of Fractures in Naturally Fractured Reservoirs", paper SPE 63266 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October.

- Van Damme, H. (1992) Stacking, deformation and rupture in smectite clays, XI Reunion Cientifica SEA, p.45-88
- Van Oort, E. (1994) A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. Paper SPE/ ISRM 28064 presented at the SPE/ISRM Conference on Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Delft, Aout 29– 31
- Van Oort, E. (2003) On the physical and chemical stability of shales. Journal of Petroleum Science and Engineering 38, 213–235
- Van Oort, E., Hale, A.H. et Mody, F.K. (1995) Manipulation of coupled osmotic flows for stabilisation of shales exposed to waterbased mud. Paper SPE 30499 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition , Dallas, 22– 25 Octobre
- Vvan Oort, E., Hale, A. H. et Mody, F. K. (1996a) Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids, SPE Drilling and Completion, Septembre, pp. 137- 146
- van Oort, E., Ripley, D., Ward, I., Chapman, J.W., Wiliamson , R. et Aston, M. (1996b) Silicatebased drilling fluids: competent, cost-effective and benign solutions to wellbore stability problems. Paper SPE 35059 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Mars 12–15
- van Oort, E., Blad R.G., Howard S.K., Wiersma R.J., Robertson L. (1997) Improving HPHT Satbility of wter based drilling fluids, SPE/IADC 37605, Drilling conference, Amsterdam, The Netherland, March 1997.
- Versan Kok, M. et Alikaya, T. (2004) Determination of rheological models for drilling fluids (a statistical approach). Energy sources, 26: 153-165
- Vignati, E., Piazza, R. et Lockhart, T.P. (2003) Langmuir 19 6650

W, X, Y et Z

- Williams M.C., (1966),A.I.C.H.E. J., 12, 1064,.
- Wnek G.E.,Synth. Met15, (1986), 213.
- Wowzonek S. ET Mcintyre W., (1972) J.Electrochem.Soc.114, 1025(1967et 119, 1350,.
- Yasin T., (1935)Bull.Chem.Soc..Jpn.10,306,
- Webb, S., Anderson, T., Sweatman, R., Vargo, R. (2001), New treatments substantially increase LOT/FIT pressures to solve deep HPHT technical conference and exhibition, New Orleans, 30 Sept.- 3Oct. DOI:10;2118/71390-MS
- Wilcox, R.D., Fisk, J.V. et Corbett, G.E. (1984) Filtration method characterizes dispersive properties of shales. paper SPE 13162, presented at the annual SPE Conference , Houston
- Yalçın, T., Alemdar, A., Ece, Ö. et Güngör, N. (2002) Mater Lett, 57, 420
- Yoshiaki , F. (1984) Clays Clay Min 32, 320
- Yu, M., Chenevert, M. E. et Sharma, M. M. (2003) Chemical–mechanical wellbore instability model for shales: accounting for solute diffusion. Journal of Petroleum Science and Engineering (38) 131– 143
- Zhang, J., Clark, D.E., Al Bazali, T.M., Chenevert, T., Sharma, M.M., Rojas, J.C. et Seehong, O. (2006) Ion movement and laboratory technique to control wellbore stability . AADE-06-DFHO- 37. Fluid conference, Houston Texas, Avril 11-12
- Zaitoun D.N., (1983) Limiting conditions for the use of hydrolyzed polyacrylamides in brines containing divalent ions, SPE paper N°.11875, Dallas ,Texas.