

Université KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des
Sciences de la Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et technologie

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage

Présenté par :

- BOUGHEDOUZ Abdelkhalek
- MOUMEN MESSOUD Abderrazak

Thème

Influence de la qualité de la boue sur les paramètres pétro-physiques d'un réservoir pétrolier cas de puit EAAN1

Soutenu publiquement le :24/06/2024

Devant le jury:

M.Hadj saad Nadir	MCA President	UKMO
M.Mcibah ilyes	MCB Examineur	UKMO
M.Youssef Leghrieb	DrEncadreur	UKMO

Année Universitaire: 2023/2024

Remerciement

Nous remercions le seigneur qui nous a donné la force et le courage pour achever toute sorte d'obligation et relever les défis de la vie y compris la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions nos parents pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.

Nous remercions bien sûre tous nos enseignants sans exception pour leurs aides, leurs inspirations et leur contribution consistante a notre formation.

Nous tenons à remercier on particulier notre encadreur monsieur youssef laghrieb qui nous a énormément aidé et orienté grâce à ses précieux conseils.

Pour conclure un grand merci pour nos chers amis et toutes les personnes qui ont participé et contribué de près ou de loin pour mettre au bout ce fondeme

Dédicace

Nous dédions ce modeste fondement :

A nos très chers et précieux parents qui sont à la base de notre engagement et le secret de nos prés réussite grâce à leurs amples soutiens.

A tous nos enseignants sans exception qui nous ont transmet leurs connaissances, leurs savoirs et qui sont à la hauteur de nos exigences.

A tous nos amis avec lesquels on a passé des moments mémorable et grandiose tout a long de ces années passées, c'était vraiment fabuleux.

A toute le groupe de UKMO qui nous ont attribué et créer un climat et des conditions d'études adéquates et adaptés.

Sommaire

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier l'effet de la qualité des fluides de forage sur les différents paramètres pétro-physiques de la roche réservoir et la mécanique des dommages résultant du choix du type de fluide et du non respect des normes appropriées des fluides de forage en plus du traitement mécanique et chimique, qui a une relation étroite avec les dommages causés, car il est la cause de la diminution de la production de pétrole travaillant à réduire le taux de transport des fluides entre les cavités de la roche et à bloquer ses pores, en particulier ceux près de la paroi du puits et l'effet sur les différents paramètres. Il s'agit de l'aspect théorique, tandis que l'aspect appliqué est le témoin de cet aspect, qui traite des données du puits EAAN1, des opérations effectuées sur celui-ci, de son historique de production, ainsi que de l'évaluation des dommages causés lors de l'écoulement du fluide de forage.

Les mots clé : paramètres pétro-physiques, la qualité des fluides de forage, les dommages, roche réservoir, pores

Abstract

The objective of this work is to study the effect of the quality of drilling fluids on the various petrophysical parameters of the reservoir rock and the mechanics of damage resulting from the selection of the type of fluid and the lack of respect for the appropriate standards of drilling fluids in addition to mechanical and chemical treatment, which has a close relationship with the damage caused, as it is the cause of the decrease in oil production working to reduce the rate of fluid transport between the rock cavities and block its pores, especially those near the well wall and the effect on various parameters. This is the theoretical aspect, while the applied aspect is a witness to this aspect, which deals with the data of the EAAN1 well, the operations carried out on it, its production history, as well as the assessment of the damage caused during the flow of drilling fluid

Key words: petrophysical parameters, the quality of drilling fluids, damage, reservoir rock, pores

المخلص

الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير جودة سوائل الحفر على مختلف المعلمات البيتروفيزيائية لصخر الخزان وميكانيكيزم الأضرار الناتجة عن مشاكل اختيار نوع السائل وعدم إحترام المقاييس الملائمة لسوائل الحفر بالإضافة إلى المعالجة الميكانيكية والكيميائية ولتي لها علاقة وطيدة مع الأضرار الحاصلة حيث تكون سبب في نقص إنتاج البترول تعمل على تخفيض نسبة إنتقال السوائل بين فجوات الصخرة وسد مسامتها وخاصة تلك القريب من جدار البئر و وتأثير على مختلف المعلمات. هذا الجانب النظري أما الجانب التطبيقي فيتمثل في شاهد لهذا الجانب فهو يتناول معطيات بئر (عرق العرمة الشمالي 1) والعمليات التي أجريت عليه وتاريخه الإنتاجي بالإضافة إلى تقييم الأضرار التي لحقت به أثناء جريان سائل الحفر. **الكلمات المفتاحية:** المعلمات البيتروفيزيائية, جودة سائل الحفر, الأضرار, صخر الخزان, المسامات.

Sommaire

Sommaire

Remerciement	
Dédicace.....	
Résumé	
Sommaire	
Liste des figures	I
Liste des tableaux	I
Liste des abréviations	III
Introduction Générale	1
Chapitre I :Généralité sur la région de « Haoud Berkaoui »	
1 Situation géographique :	3
2 Champs de la région:	4
3 Champs de Haoud Berkaoui :.....	4
4 Caractéristiques du réservoir :.....	4
5 Aperçu sur les trois réservoirs :.....	4
5.1 Série inférieure :.....	5
5.2 Trias argilo gréseux T1 :.....	5
5.3 Trias argilo gréseux T2 :.....	5
6 plan stratigraphique.....	5
6.1 Cénozoïque	6
6.2 Mésozoïque	6
Crétacé	6
Le Jurassique	6
Trias	7

Sommaire

6.3	Paléozoïque	8
7	plan structural	9
Chapitre II :Les paramètres pétro-physique de réservoir		
1	Introduction	11
2	La roche réservoir	11
3	Les pièges	11
3.1	Les pièges structuraux :	11
3.2	Les pièges stratigraphiques :	11
3.3	Les pièges mixtes :	11
4	Notions Fondamentales sur les paramètres pétrophysiques	12
4.1	Notions générales	12
5	Les paramètres pétro physiques.....	13
5.1	La porosité	13
	Les différents types de porosité	13
5.2	La perméabilité (K)	16
	Types de perméabilités	16
	Classes des perméabilités	18
	Relation entre porosité et perméabilité	18
5.3	Effets capillaires	19
	Tension inter faciale.....	19
	La mouillabilité	19
	La pression capillaire	21
5.4	La résistivité.....	21
	la relation saturation-résistivité.	22
5.5	La saturation.....	22

Sommaire

Saturation en eau et en hydrocarbures	23
La distribution de la saturation dans les réservoirs.....	23
6 Méthodes du calcul des différentes paramètres pétro- physiques	24
6.1 Méthodes directes.....	24
La porosité.....	24
Mesure de la perméabilité au laboratoire :.....	24
6.2 Méthode indirectes	25
la porosité.....	25
Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :	28
La résistivité	29

Chapitre III : Généralité sur le fluide de forage

1 Introduction	32
2 Définition de fluide de forage	32
3 Rôle du fluide de forage.....	33
3.1 Nettoyage du puits.....	33
3.2 Maintien des déblais en suspension.....	33
3.3 Sédimentation des déblais fins en surface	33
3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde	33
3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits	33
3.6 Dépôt d'un cake imperméable	34
3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	34
3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement	34
3.9 Entraînement de l'outil.....	34
3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage.....	34
3.11 Apport de renseignements sur le sondage.....	34

Sommaire

3.12	Contamination des formations productrices.....	35
3.13	Corrosion et usure du matériel	35
3.14	Toxicité et sécurité.....	35
4	Circulation de fluide de forage.....	35
4.1	Circulation normale :.....	35
4.2	Circulation inverse :	35
5	Classification des fluides de forage :.....	36
5.1	Fluide de forage à base d'eau :.....	36
	Phase liquide :.....	36
	Phase colloïdale :	37
	Phase solide :.....	37
5.2	Fluide de forage à base d'huile :	37
	Phase liquide :.....	37
	b.Phase colloïdale :	37
	Phase solide :.....	37
5.3	Fluide de forage gazéifié :	37
6	Principaux produits à boue :(rôle et utilisation)	39
6.1	Colloïdes argileux :	39
	Les bentonites :.....	39
	Les attapulgites :.....	39
6.2	Colloïdes organiques :	39
	L'amidon :.....	39
	La C.M.C. :.....	40
6.3	Les additifs minéraux :	40
	La soude caustique (Na OH) :.....	40

Sommaire

Le carbonate de soude (Na_2CO_3) :	40
Le bicarbonate de soude (NaHCO_3) :	40
Le gypse (CaSO_4) :	40
La chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$:	40
Le sel (NaCl) :	41
le chlorure de calcium (CaCl_2) :	41
6.4 Les produits organiques spéciaux :	41
Les anti-mousses :	41
Les anti-corrosions :	41
Citons :	41
6.5 Les alourdissants :	41
La barytine ou sulfate de baryum (BaSO_4 - densité : 4,2) :	41
Le carbonate de calcium (CaCO_3 - densité : 2,7) :	41
La galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 7,00) :	42
7 Propriétés des fluides de forage.....	42
7.1 Densité.....	42
7.2 Écoulement.....	43
7.3 La filtration.....	45
7.4 Paramètres rhéologiques.....	48
La viscosité plastique (VP).....	49
La contrainte seuil ou "Yield Value"(YP)(Point de rendement).....	49
ChapitreIV : L'endommagement d'un réservoir pétrolier	
1 Introduction.....	52
2 Endommagement par les fluides de forage.....	53
3 Etude comparative entre l'utilisation OBM et WBM sur l'évaluation des réservoirs :.....	54

Sommaire

3.1	Quels sont les paramètres qui contrôlent la sélection d'OBM/WBM dans les puits	54
3.2	Paramètres liés au réservoir	54
3.3	Paramètres liés au Forage	55
3.4	Conclusion	55
3.5	La étude comparative résumée dans le tableau	56
4	L'endommagement de la formation pendant le forage.....	57
4.1	Les mécanismes de l'endommagement.....	57
	Mécanismes d'endommagement chimiques	57
	Mécanismes d'endommagement mécanique	58
4.2	Evaluation de l'endommagement	60
5	Le facteur de skin (skin factor).....	60
5.1	Variation relative de la viscosité	62
5.2	Variation relative de la mobilité du fluide	62
5.3	Variation relative du débit ou taux d'endommagement	63
5.4	Efficacité de l'écoulement	63
6	Détection des endommagements :	64
6.1	Essais de puits:	64
6.2	Echantillonnages et analyses de laboratoire :	64
6.3	Historique complet des puits:.....	65
	Phases forage et complétion :	65
	Phase exploitation :	65
Chapitre V : Cas de puit EAAN 1		
1	Introduction :	67
2	Situation géographique:	67
3	Historique du puits :.....	67

Sommaire

4	Données de base :	67
5	Résultats des différents jaugeages :	68
6	Evolution des paramètres de production :	68
7	Interprétation des diagraphies :	69
7.1	Top des formations:	69
7.2	Résultats de l'interprétation:	70
8	Résultats des différentes mesures de pression:	70
9	Interprétation de SBU (short build up) du 04 au 12/03/2014:	71
10	Calcul de l'indice de productivité et du rendement de l'écoulement:	72
	Conclusion Générale	74
	Références Bibliographiques	

Listes des figures

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique de HBK.....	3
Figure I.2 : Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.....	8
Figure I.3 : Carte structurale du champ de Haoud Berkaoui.....	9
Figure II.1 : La porosité.....	13
Figure II.2 : La Porosité primaire.....	14
Figure II.3 : La porosité secondaire.....	15
Figure II.4 : La Porosité résiduelle.....	16
Figure II.5 : Perméabilité absolue.....	17
Figure II.6 : Procédure de mesure de la Perméabilité effective.....	18
Figure II.7 : Angles de contact pour un système eau-huile.....	19
Figure II.8 : Représentation de différent stypes de mouillabilité.....	21
Figure II.9 : Le phénomène de la pression capillaire.....	22
Figure II.10 : Porosimètre.....	25
Figure II.11 : Principe mesure la perméabilité au laboratoire.....	26
Figure II.12 : Principe de fonctionnement de la sonde sonique.....	27
Figure II.13 : La résistivité.....	30
Figure III.1 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage.....	36
Figure III.2 : Représentée dans l'organigramme de la boue de forage.....	44
Figure III.3 : Schéma des régimes d'écoulement laminaire et turbulent.....	46
Figure III.4 : Différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation.....	53
Figure IV.1 : L'endommagement de la Formation.....	61
Figure IV.2 : Représentation schématique de la zone endommagée a voisinage du trou de forage.....	69
Figure V.1 : Evolution des paramètres de production (Ptête et Duse).....	69
Figure V.2 : Evolution de la production d'huile.....	71

Listes des tableaux

Liste des tableaux

Tableau 1 : les types de fluide de forage.....	38
Tableau 2 : Densités des composants communs de la boue.....	42
Tableau 3 : L'étude comparative résumée dans le table.....	56
Tableau 4 : Résultats des tests jaugeages.....	68
Tableau 5 : Résultats du MDT du 01/12/2007(T1 + SI).....	71
Tableau 6 : Résultats du DST du 08/02/2008 (SI).....	71
Tableau 7 : Pression et température de fond dynamiques.....	72
Tableau 8 : Pression et température de fond statiques.....	72
Tableau 9 : Comparatif de l'évolution de la pression du réservoir.....	74

Listes des abréviations

Liste des abréviations

HBK : Haoud Berkaoui	Φ_{sc} : porosité sonore corrigée de l'effet des argiles.
V_p : le volume total des vides	ρ_b : densité globale lue en face du niveau étudié, donnée en (g/cm ³).
V_t : le volume total de la roche	ρ_{ma} : densité de la matrice.
K_a : perméabilité absolue	ρ_f : densité du fluide.
K_{eff} : la perméabilité effective	Φ_d : porosité donnée par les outils de densité.
K_r : perméabilité relative	Δr : changement de la résistivité de r_o à r_x en ohm.
P_c : la pression capillaire	Δd : changement de la profondeur (en pieds) correspond à δr .
P_{nw} : la pression de la phase non mouillante	Ro : résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
P_w : la pression de la phase mouillante (eau)	P_w : densité de l'eau de la formation en gr/cm ³ .
S_{xo} : saturation en filtrat	ρ_h : densité de l'huile en gr/cm ³ .
S_w : saturation en eau.	S_p : skin de perforation
S_{hc} : saturation en hydrocarbures dans la zone vierge	β : facteur volumétrique de fond (bbl/stb).
S_{hr} : saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.	I_{pr} : productivité réelle (m ³ /h)/ (kg/cm ²).
Q : débit constant (mm ² /heure).	I_{pth} : productivité théorique (m ³ /h)/ (kg/cm ²).
L : longueur standard de l'échantillon.	S_{bu} : short build up
H_w : hauteur de l'eau dans le tube gradué.	dst : drille system tool
A : section standard de l'échantillon.	q_f : débit de puits
D : longueur totale du tube gradué	d_{ce} : le diamètre de coiled tubing (inch).
W_{bm} : water based mud	μ_{ma} : la viscosité de main-acid (cp).
O_{bm} : oil based mud	Δp_{tbg} : les pertes de charge dans le tubing
V_p : la viscosité plastique	p_{fd} : pression de fond dynamique
Y_p : la contrainte seuil	g_{fd} : gradient de fond dynamique
A_{pi} : american petroleum institu	t_{fd} : température de fond dynamique
ΔT_{lu} : temps de parcours de l'onde sonore en face du niveau étudié.	g_{td} : gradient de température dynamique
ΔT_{ma} : temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.	p_{fs} : pression de fond statique
ΔT_f : temps de l'onde sonore dans le fluide.	g_{fs} : gradient de fond statique
V_{sh} : volume d'argile.	t_{fs} : température de fond statique
Φ_{ssh} : porosité sonore des argiles.	g_{ts} : gradient de température statique
	c : la capacité de puits
	p_{hyd} : pression hydrostatique

Introduction Générale

Introduction Générale

La réduction substantielle de la productivité dans différents puits gazier et pétrolier est le résultat de l'endommagement de la formation. Cet endommagement est causé par plusieurs facteurs chimiques (floculation et gonflement des argiles, précipitation des solides, altération de la mouillabilité : etc) et mécaniques (invasion des solides, formation des émulsions, la mobilité des fines :etc). Les techniques de stimulation sont faites pour faire face aux problèmes d'endommagement. Ces techniques sont généralement coûteuses et sans compter la non réussites. La réduction de la perméabilité, le skin facteur et la baisse de la productivité sont des facteurs indicateurs de l'endommagement de la formation. Il est préférable de prédire l'endommagement que de la restaurer en utilisant des moyens coûteux.

La minimisation de l'endommagement de la formation qui se produit durant le forage conventionnel est un point critique pour le développement d'un champ pétrolier. L'invasion du filtrat du fluide dans la formation réservoir peut créer un endommagement très sévère autour du puits réduisant ainsi la productivité du forage. Cet endommagement est lié directement aux propriétés pétro-physiques de la roche tels que la porosité et la perméabilité ainsi qu'aux propriétés physiques du cake formé (densité et perméabilité).

Cet endommagement peut avoir des origines diverses suivant le type et la nature du fluide utilisé, les conditions de pression underbalancée ou overbalancée. La prévention de l'endommagement de la formation réservoir passe par une bonne compréhension du comportement rhéologique du fluide de forage utilisé, la nature et structure des argiles utilisées ainsi que l'interaction (argile/fluide de forage). Le fluide de forage à base d'huile de type émulsion inverse eau dans l'huile (E/H) permet, entre autres, de créer une pression hydrostatique sur les parois du forage afin d'empêcher la venue d'autres fluides en provenance de la formation traversée. Elle permet également de former un filtre cake pour limiter l'invasion du filtrat de fluide de forage dans la formation.

Pour que le fluide de forage assure ces fonctions, il doit être bien adapté, de point de vue stabilité, aux conditions de forage. Cette stabilité est bien évidemment fonction de la nature et type d'argile et son interaction avec le fluide ainsi qu'avec la formation réservoir. L'objectif principal de ce travail est d'étudier et discuter le processus d'endommagement du réservoir tel que l'interaction de la boue-forage.

Introduction Générale

Les plans que nous avons adoptés pour la recherche comprenaient :

Chapitre I : Généralité sur la région de Haoud Berkaoui

Chapitre II : Les paramètres pétro-physiques de réservoir

Chapitre III : Généralité sur le fluide de forage

Chapitre IV : L'endommagement de réservoir

Chapitre V : Cas de puits EAAN1

Chapitre I :Généralité sur la région de « Haoud Berkaoui »

1 Situation géographique :

La région de Haoud-Berkaoui représente l'une des principales zones d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle fait partie du bloc 438 situé au Nord de la dépression d'Oued-Mya. Cette région se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud/Ouest de la ville de Ouargla, elle se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi-messaoud et de Hassi-R'mel a 700 km au Sud-Est de la capitale Alger et a environ 100 km à l'ouest de Hassi-Messaoud à une altitude de 220 mètres(figure I.1)[10]

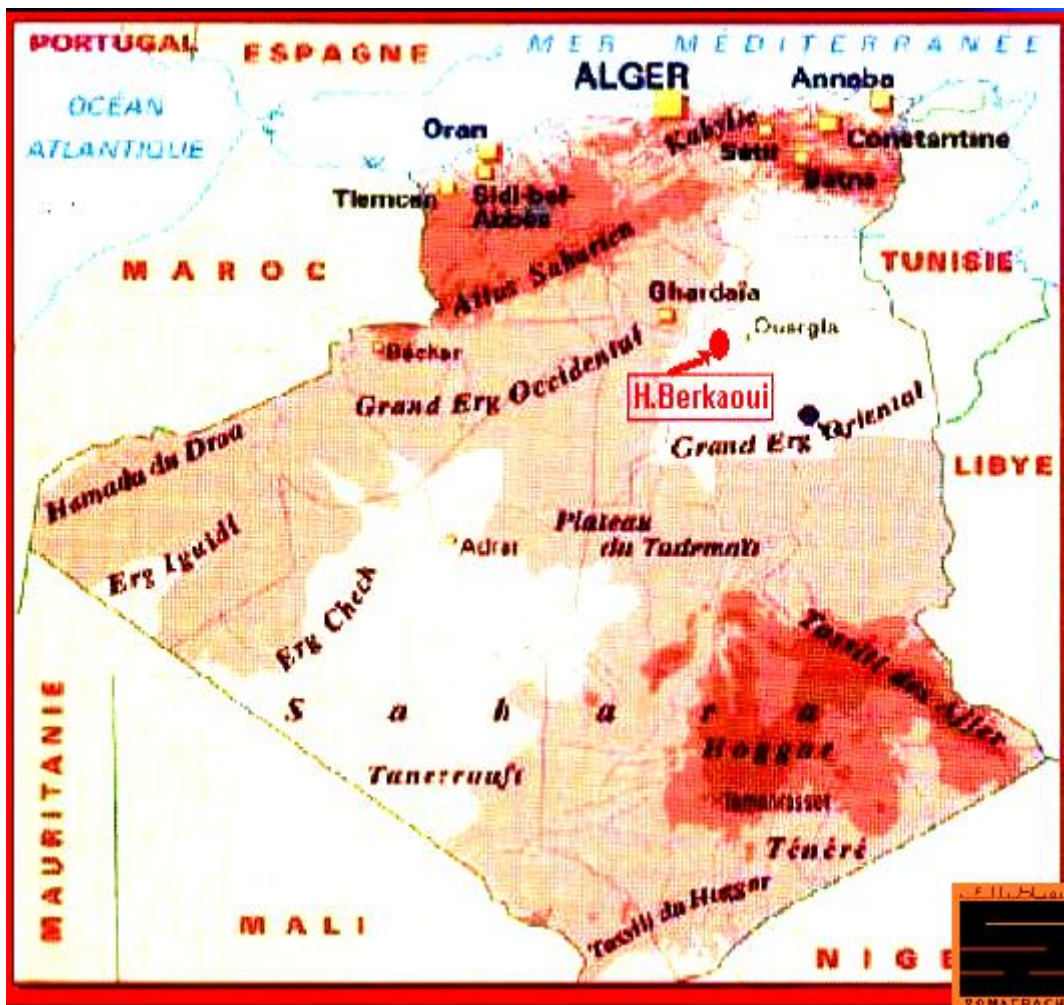


Figure I.1: Situation géographique de HBK[10]

2 Champs de la région:

La zone pétrolière de haoud Berkaoui, liée aux grés triasiques, est constituée de 02 champs pétroliers. La série inférieure de trias argilo-gréseux, située à une profondeur moyenne de 3350 mètre, est le principal réservoir productif d'huile du bloc, suivi par le réservoir T1 et à un degré moindre par le Gothlandien.[10]

3 Champs de Haoud Berkaoui :

Le champ de Haoud Berkaoui fut découvert en mars 1965 par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OK 101 situé au sommet de la structure.

Il s'étend sur une superficie de 175km². La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1976. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz lift. La nomination des puits pour les champs de HBK est OKN, OKM, OKJ.[13]

4 Caractéristiques du réservoir :

La structure de HBK se situe sur les boulets Est de la dépression d'Oued Mya. Les terrains d'âge mésozoïque reposent en discordance hercynienne sur les terrains plissés paléozoïque. Au niveau de la région de Haoud Berkaoui, le mésozoïque repose sur le Gothlandien argileux.

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud Berkaoui, divisés par deux (2) failles majeures d'orientation Sud-Ouest/Nord-Est (bloc des OKN à l'Est et bloc OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact.

La profondeur moyenne est de 3550m ;

Les réserves initiales sont estimées à 143,910+6 st^m3 (Standard cubic meter)

La pression initiale du gisement est 518 Kg/cm² pour le OKJ à la cote de référence 3100m ;

La pression de bulle est de 189 Kg/cm² pour les OKJ, 193 Kg/cm² pour la zone des OKN ;

Le contact huile/eau initial était à 3324m ; La température du réservoir est 100°C. [13]

5 Aperçu sur les trois réservoirs :

La région de Haoud Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs qui sont :

5.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques petro physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses métriques à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fin pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques ;

5.2 Trias argilo gréseux T1 :

Cette formation représente séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement ;

5.3 Trias argilo gréseux T2 :

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais était généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fin à trèsfin avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques. [13]

6 plan stratigraphique

La série stratigraphique de Berkaoui représenté par le Mio-Pliocène qui affleure en surface : Le crétacé ; Le jurassique ; Le trias ; Le Gothlandien et l'ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistantes ; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

La série se présente comme suivant :(Figure I.2)

6.1 Cénozoïque

Il est représenté par les dépôts détritiques du Moi-Pliocène, il est composé d'alternance de grés beiges, ciment calcaire avec des intercalations de sables blancs et de grés peu consolidé. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

6.2 Mésozoïque

Crétacé

Il s'étend sur tout le bassin, il comporte à la base des grés et des argiles continentales, au sommet des carbonates et des sédiments argileux marins, il est subdivisé du bas vers le haut comme suit :

- Néocomien : Son épaisseur est de moyenne de 180 mètres, il est composé d'un ensemble des argiles et des carbonates avec des passées d'argile.
- Barrémien : Il est composé de grés bruns rouge, fins à moyens avec des intercalations d'argiles et de calcaire, son épaisseur entre 350m.
- Aptien : C'est une série carbonatée et dolomitique avec une épaisseur de 10 à 30m.
- Albien : C'est un ensemble de grés et d'argile d'épaisseur de 400 à 470m, comportes des passées dolomitiques.
- Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 130m, composé d'une alternance de grés et d'argiles dolomitique.
- Turonien : Son épaisseur moyenne est de 80m, il est constitué à la base d'un ensemble marin carbonate et du calcaire avec des intercalations fines d'argiles au sommet.
- Sénonien : Sénonien lagunaire : composé d'anhydrites et de carbonates à la base, avec une épaisseur de 400m.
- Sénonien carbonaté : composé d'une dominance de carbonate au sommet avec une épaisseur moyenne de 160m.

Le Jurassique

Il constitue de bas en haut par :

- **lias**

- Lias salifère : C'est une formation formée de sel massif avec des fines intercalations d'argiles, son épaisseur moyenne est de 80m. [13]

- Lias anhydritique : Son épaisseur est de 260m environ, il est composé d'une alternance anhydritique.

• Dogger

- Dogger lagunaire : il est composé par des marnes et des argiles grises avec des passées d'anhydrites blanches, son épaisseur est de 110m.
- Dogger argileux : composé par des argiles grises, tendre à plastique parfois siliceuse, son épaisseur est de 205m.

• Malm

Il est constitué d'argiles rouges, parfois sableuses avec des intercalations dolomitiques de couleur beiges, son épaisseur peut atteindre les 200m.

Trias

• Trias argileux gréseux

Il est constitué du bas en haut par les principaux réservoirs de la région suivante :

- Série Inférieur : le réservoir principal de la région, son épaisseur est de 50m, constitue par des grés grossiers, de gré fin à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.
- Série éruptive : c'est une formation volcanique avec une épaisseur variable constitue par des roches éruptives.
- Trias argilo-gréseux T1 : c'est un réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m, elle est composée par des argiles brunes-rouges à grises dolomitiques et des grés fins gris à brun-rouge à ciment d'argile et carbonaté. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.
- Trias argilo-gréseux T2 : Ce réservoir directement sus-jacent au T1 et contient des indices indique la présence d'huile, elle est exploitée juste dans certains puits. Elle est composée par des grés fins a cimentés par du sel, Et les porosités varient de 2 à 4 % avec des perméabilités moyennes de 0,1 à 34 md.
- Trias salifère : C'est une alternance du sel, d'anhydrite et d'argile, son épaisseur est de 450m.17 [13]

6.3 Paléozoïque

Gothlandien constitue la roche mère principale du bassin triasique avec une épaisseur de l'ordre de 20m, il représente le premier horizon et la seule formation Paléozoïque reconnue entièrement sous la discordance Triasique. Il est formé par des argiles indurées et silteuse à noires, avec des passées fins blancs à gris beiges. La zone carbonatée radioactive apparait à partir de 3653 m.

Age	Prof Moyenne		Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur		
	Mio-Pliocène							
TERTIAIRE	SENONIEN	65	S. Carbonaté		Calcaire dolomique	0 à 700 m		
			S. Anhydritique		Anhydrite dolomie et argile			
			S. Salifère		sel massif			
CRETACE	SUP	752	Turonien		calcaire crayeux			
			Cenomanien		argile grise, anhydri. biche, dol. marnes			
	INF	976	Albien		Grès fin à moy. à interval d'arg. brun-rou et sable gr. à la base	300 à 900 m		
		1426	Aptien		Dolomie et marne	10 à 30 m		
		1445	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne.	600 à 700 m		
	Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.					
JURASSIQUE	SUP	1969	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	120 à 300 m		
	MOY	2200	Dogger argil. Dogger Lag.		Argile indurée. Anhyd. et dolomie			
	L	A	S	2450	(Anhydritique) Massive		700 à 900m	
					Sel massif I			sel massif hyalin
					Horizon "B"			Argile dolomitique
					Sel +Anhydr sz			sel massif p. arg. plastique
				Sel Massif III		Sel massif incolore à rose		
	TRIAS	ARGILO-GRESEUX	3290	Argiles Sup.		Arg. plastique salifère calcaire dolomitique		
				Argilo-sal. S4		sel incolore		
				argile inf.		Argile silteuse		
T2					Grès fin argilo-silteux			
			T1		Grès Argileux	100 à 250m		
			Andesites		Andesite altérée			
			Serie Infer.		Grès fin à moyen			
DEVONIEN inf	3460	Devonien Inf.		Argiles noires. grès fin à moyen	100 à 130 m			
SILURIEN	3580	Silurien radioa.		Argiles noires radioactives, fossilif.	60 à 65 m			
ORDOVICIEN	DALLE DE MKRATA			Grès quartzite et Argiles	12 A 25 m			
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT			Argiles noires, micro-conglomé	90 à 100 m			
	GRES D'OUED SARET			Argiles noires, passées Grés	50 à 70 m			
	ARGILES D'AZEL			Argiles noires, passées Grés	40 à 50 m			
	GRES D'OUARGLA			Argiles noire, passées Grés	120 à 140 m			
	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzite et grès quartzite fissurés	90 à 110 m			
ORDOVICIEN	GRES D'EL ATCHANE			Grès fin, intercalations argileuses	49 m			
	ARGILES D'EL GASSI			Argiles noires silteuses, grés-argileux	>10 m			

Figure I.2 : coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui[7]

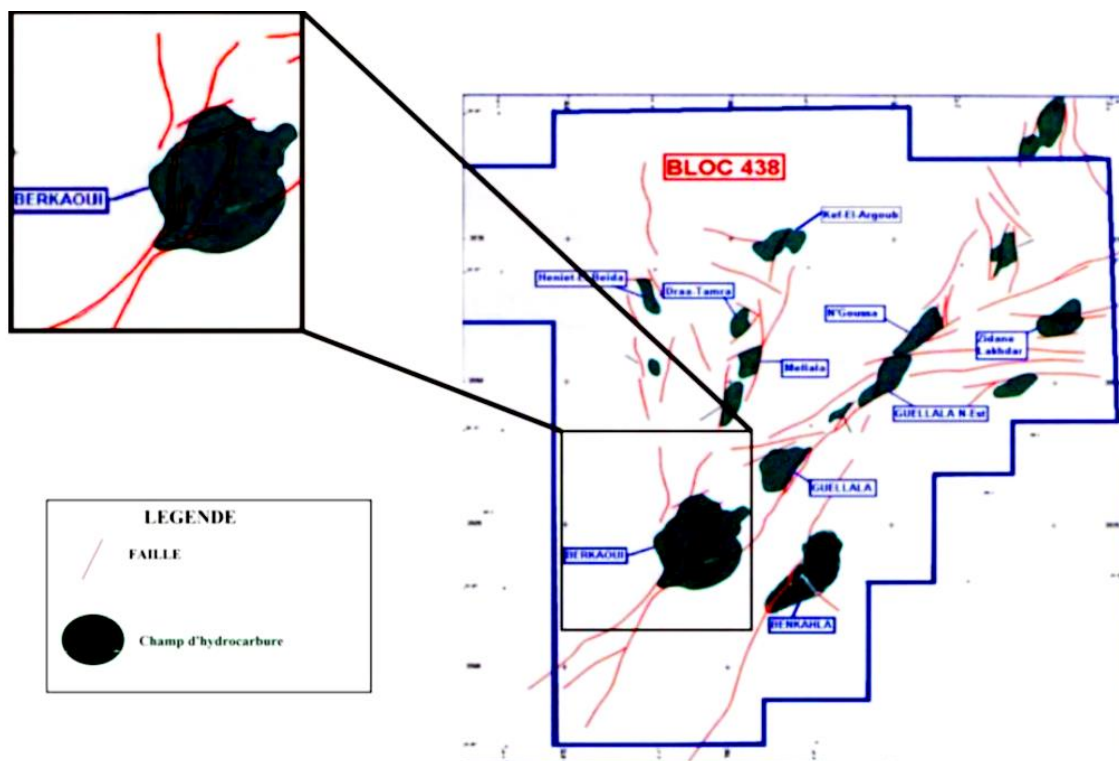
7 plan structural

La structure anticlinale de Haoud Berkaoui orienté N-S, se situe sur le bourrelet Est de la dépression d'Oued Mya, au niveau de cette région le Mésozoïque repose sur le Gothlandien Argileux.

Le gisement de Haoud Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale, cette structure est traversée par une faille étanche Sud-Nord qui divise le gisement en deux parties : (Figure I.3)

- ❖ Zone des OKJ
- ❖ Zone des OKN

La majorité des failles affectant ce champ sont de la même direction structurale, soit normal, soit inverse.



Chapitre II : Les paramètres pétro-physique de réservoir

1 Introduction

L'un des attributs qui influence l'écoulement dans les milieux poreux est la matrice solide. Celle-ci est caractérisée par un certain nombre de grandeurs moyennes, géométrique ou statistique qui sont : la porosité, la saturation, la compressibilité et la perméabilité.[14]

2 La roche réservoir

La roche réservoir est une roche poreuse et perméable. Ces caractéristiques lui permettent de pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Avec leur contenu en fluide ces roches deviennent intéressantes économiquement surtout lorsqu'elles sont couvertes par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper. Ces roches ont un intérêt économique pouvant être plus important, si leur volume poreux est considérable et l'habilité de circulation de fluides est importante. La roche réservoir est appelée aussi roche magasin.[14]

3 Les pièges

Toute anomalie géologique, que son origine soit tectonique (pli anticlinal, flexure, faille), stratigraphique (biseau, récif) ou lithologique (perte de perméabilité), qui donne au toit du réservoir (la zone où porosité et perméabilité disparaissent) une allure concave vers le bas, est susceptible de constituer un piège, on dit que le réservoir est fermé (Levorsen, 1965).

Les pièges sont classés en trois (3) catégorie, qui sont :

3.1 Les pièges structuraux :

Où interviennent principalement des facteurs tectoniques, plis, failles et combinaison de ces deux éléments.

3.2 Les pièges stratigraphiques :

Où la tectonique ne joue plus qu'un rôle négligeable voir nul, et qui sont dus principalement à des phénomènes d'ordre lithologique (pertes de perméabilité), sédimentaires (biseaux originels, lentilles) et paléogéographiques (biseaux d'érosion).

3.3 Les pièges mixtes :

Où interviennent les déformations structurales et les variations stratigraphiques ou lithologiques. [14]

4 Notions Fondamentales sur les paramètres pétrophysiques

4.1 Notions générales

Composition de la roche

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

a. la matrice

Les géologues appellent matrice l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. On distingue trois types de matrice :

- Matrice simple : elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont constitués de même minéral (Calcite, quartz par exemple).
- Matrice complexe : elle est dite complexe lorsque ces éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment qui les relie est de nature différente.
- Matrice propre : elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argiles. [15]

b. le fluide

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces « vides » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de gaz, huile, eau. Plus le pourcentage de ces vides est grand plus le pourcentage de fluide sera important.

C. Les argiles :

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phyllosilicates, hydratés. Ils ne sont qu'exceptionnellement constitués par un seul type minéralogique, et ils peuvent renfermer des pourcentages variables de silts ou de carbonates. Par ailleurs, l'arrangement des particules argileuses laisse subsister des vides (pores) plus ou moins nombreux et importants suivant le degré de compaction de la roche. On distingue trois types d'argile suivant leur mode de distribution dans la roche.

✓ Argiles laminées

Elles correspondent aux argiles déposées en fins lits entre deux couches de réservoir (sable, calcaire). Cette catégorie d'argile n'affecte en rien la porosité utile, la saturation et la perméabilité des réservoirs (du moins si elles ne créent pas de barrières latérales de perméabilité).

✓ Argiles dispersées

Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhèrent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores.

✓ Argiles structurales

Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. [15]

5 Les paramètres pétro physiques

5.1 La porosité

La porosité, exprimée en pourcentage, est le rapport entre le volume des vides et le volume total de la roche. Elle est influencée par des facteurs tels que la forme et l'agencement des grains, le degré de compactage, la cimentation, la fracturation, ainsi que le niveau d'altération et de dissolution des couches rocheuses (Figure II.1). On distingue la porosité primaire et la porosité secondaire, qui se forment respectivement lors du dépôt du matériau et qui peut être réduite ultérieurement par la compaction et la cimentation. [14]

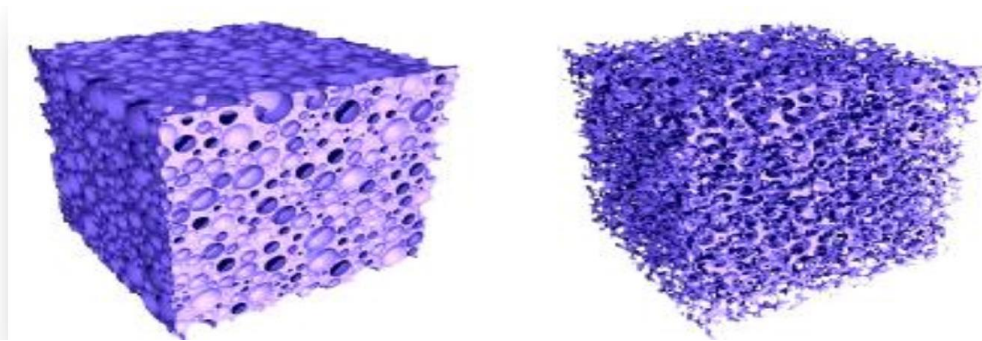


Figure II.1 : La porosité

Les différents types de porosité

a-La porosité totale

La porosité totale est le rapport entre le volume total des vides (V_p) et le volume total de la roche (V_t), et elle s'exprime par :

$$\Phi = \frac{v_p}{v_t} \dots\dots\dots(\text{II.1})$$

On a La connaissance de la porosité d'un échantillon de roche permet d'estimer le volume de pores, ce qui peut être extrapolé à l'ensemble du réservoir si l'échantillon est représentatif. Le volume total du réservoir peut être calculé à partir de sa surface et de son épaisseur moyenne, tandis que la porosité devient une caractéristique primordiale pour déterminer le volume maximum de fluides qu'il peut contenir, nécessitant une précision maximale dans sa mesure. [7]

b-La porosité totale inclus**b.1.La Porosité primaire Φ_1**

La porosité intergranulaire se trouve principalement dans les roches clastiques et se forme pendant le dépôt des sédiments. Elle dépend du classement, de la forme et de l'agencement des grains, ainsi que du degré de compaction et de cimentation(FigureII.2). Les roches avec une porosité primaire sont plus homogènes dans leurs caractéristiques par rapport à celles où une grande partie de la porosité est induite. [14]

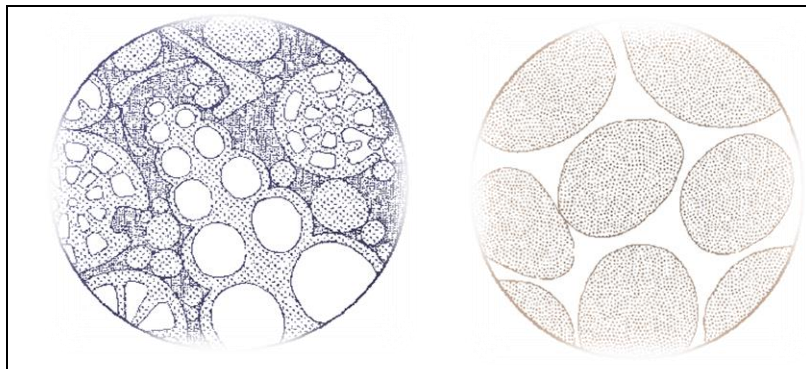


Figure II. 2 : La Porosité primaire[9]

b.2.porosité secondaire Φ_2

Ce type de porosité résulte des changements post-sédimentaires, elle englobe la porosité vacuolaire acquise par dissolution dans les roches d'origine chimique ou biochimique, la porosité caractérisée par le développement de fractures tel qu'on le trouve dans certains schistes et calcaires, ainsi que par les cavités de dissolution couramment trouvées dans les calcaires.

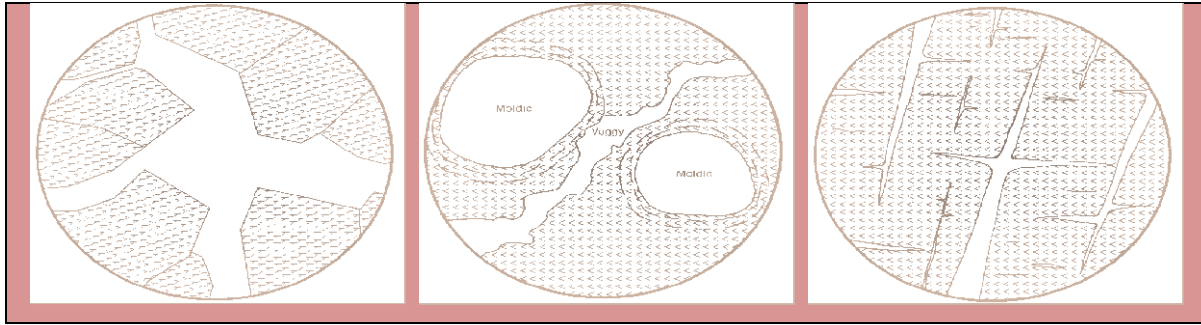


Figure II. 3 : porosité secondaire[5]

c-La porosité utile (ou effective)

C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon. On considère les pores connectés contribuant à l'écoulement du fluide en place. La porosité utile des roches varie entre 1 % et 40 % ; généralement, on qualifie la porosité comme suit :

- Médiocre si $\Phi < 5\%$
- Faible si $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente si $\Phi > 30\%$.

d-Porosité résiduelle

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux et avec le milieu extérieur au volume total de l'échantillon. [15]

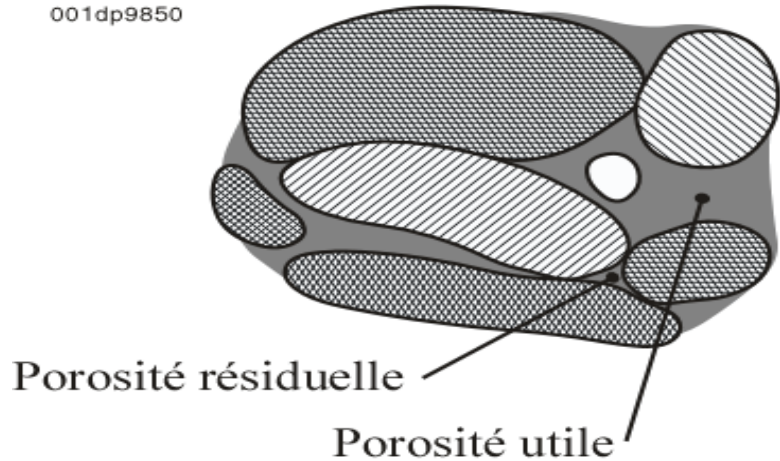


Figure II. 4 : Porosité résiduelle

e-Porosité apparent

On appelle porosité apparente, la porosité que les diagraphies fournissent avant toute correction, en particulier celle à effets d’argiles à une porosité importante mais non utile

5.2 La perméabilité (K)

La perméabilité correspond à l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide contenu dans ses pores. Son unité de mesure est : md (milli darcy), pour un réservoir tel que Hassi Messaoud elle atteint rarement le Darcy.

La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité k d'un milieu d'épaisseur L , laissant passer 1 centimètre cube par seconde (Φ) d'un fluide de viscosité 1 centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression Dp de 1 atmosphère à travers une surface (S) de 1 cm^2

$$K = (\mu * \Phi * L) / (S * Dp) \dots \dots \dots (II.2)$$

Types de perméabilités

a-Perméabilité absolue (Ka)

La perméabilité d'une roche correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide de référence sous l'effet d'un gradient de pression. Elle est exprimée par la loi de Darcy selon la relation suivante:

$$Q = A \frac{k \Delta P}{u L} \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

Ou

Q :est le débit d'écoulement en [m3/s], A est la section de l'échantillon [m2],

ΔP : est la pression de déplacement du fluide.

L : est la longueur de l'échantillon.

u : est la viscosité du fluide .

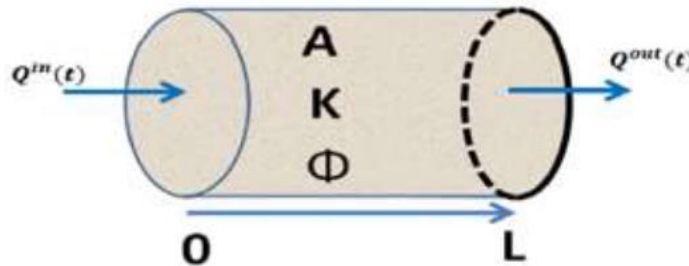


Figure II.5: perméabilité absolue

b-Perméabilité effective (Ke)

La perméabilité effective (K_{eff}) représente la perméabilité d'une phase donnée lorsque plus d'un fluide est présent dans la roche (K_o, K_w, K_g). Lorsque la roche est saturée à 100% avec un seul fluide, la perméabilité est dit absolue. Lorsque deux fluides ou plus sont présents dans la roche, la perméabilité est dit effective [4]

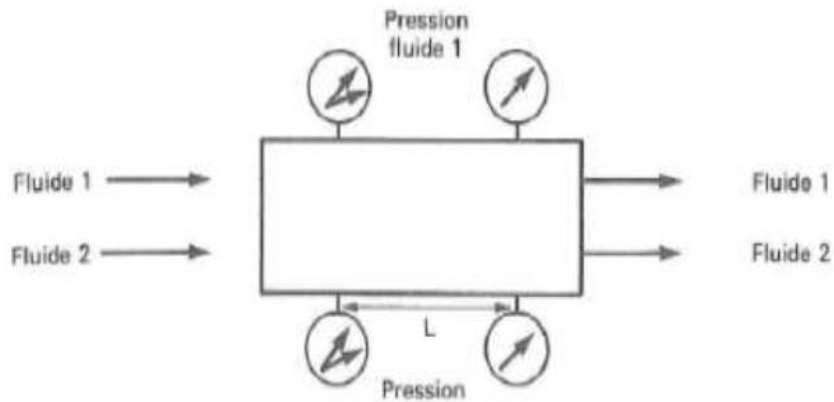


Figure II.6 : procedure de mesure de la Perméabilité effective

c-Perméabilité relative (kr)

C'est le rapport de la perméabilité effective (ke) sur la perméabilité spécifique (ka). La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche, et s'exprime en pourcentage (%) de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre. [12]

$$K_r = \frac{K_e}{K_a} \dots \dots \dots (II.4)$$

Classes des perméabilités

- Très faible : si $k < 1 \text{ mD}$
- Faible : si $1 \leq k < 15 \text{ mD}$
- Modérée : si $15 \leq k < 50 \text{ mD}$
- Bonne : si $50 \leq k < 250 \text{ mD}$
- Très bonne : si $250 \leq k < 1000 \text{ mD}$
- Excellente : si $k > 1000 \text{ mD}$ (1 Darcy)

Relation entre porosité et perméabilité

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement observée, ce qui se traduit par une corrélation entre ces deux paramètres dans les roches détritiques. Cette corrélation est indiquée qualitativement par la structure des pores : une faible porosité associée à une grande perméabilité. Ces observations ont été rapportées par plusieurs chercheurs. [4]

5.3 Effets capillaires

Les effets capillaires sont des manifestations des forces au niveau des pores de la roche et crée un mouillage élevé anormal de saturation.

Tension inter faciale

a-Interface fluide /fluide

La tension inter faciale est la force nécessaire par la surface entre deux liquides non miscibles la tension superficielle δ_i d'une substance i et sa propre vapeur est définie comme suit

$$\delta_i = \frac{\partial F}{\partial A} \dots \dots \dots (II.5)$$

b-Interface fluide /solide

Lorsque deux fluides sont en contact avec un solide, les interfaces s'intersectent le long d'une ligne appelée ligne de contact ou ligne triple.

Sur cette ligne les tensions inter faciales vérifient la relation géométrique de Neumann

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_{12} = 0$$

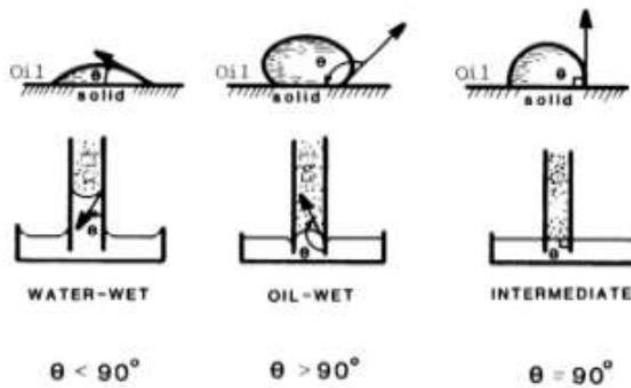


Figure II. 7 : angles de contact pour un système eau, huile

La mouillabilité

La mouillabilité est un terme utilisé afin de décrire l'adhésion relative de deux fluides à la surface d'un solide. C'est une propriété dans un milieu poreux tel qu'une roche réservoir peut donner une mesure de la préférence de l'un des fluides (huile ou eau) à être mouillable à la roche réservoir. Au point d'intersection entre les deux phases (eau, huile) et la surface du solide, un

angle de contact se produit , Si le système est à l'équilibre, les fluides présents ne se déplacent pas et sont stable thermodynamiquement .

Dans un système ou la roche est mouillable à l'eau, cette dernière occupera la majorité de la porosité à travers les petits pores. Si par contre, la roche est mouillable à l'huile, cette dernière va imbiber la phase non mouillante dans les petits pores. [12]

a.Mouillabilité franche a une phase (à l'eau ou à l'huile)

C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en présence des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures. Toutes les parois sont dès lors tapissées de films d'eau. Une goutte d'eau déposée sur une surface solide de mouillabilité franche à l'eau présente un angle de contact faible avec la surface solide différemment d'une goutte d'huile qui présentera un angle de contact élevé avec la même surface solide .

b.Mouillabilité intermédiaire

C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide .

c.Mouillabilité mixte

La mouillabilité mixte, se dit d'un milieu poreux dont les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile), les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte .

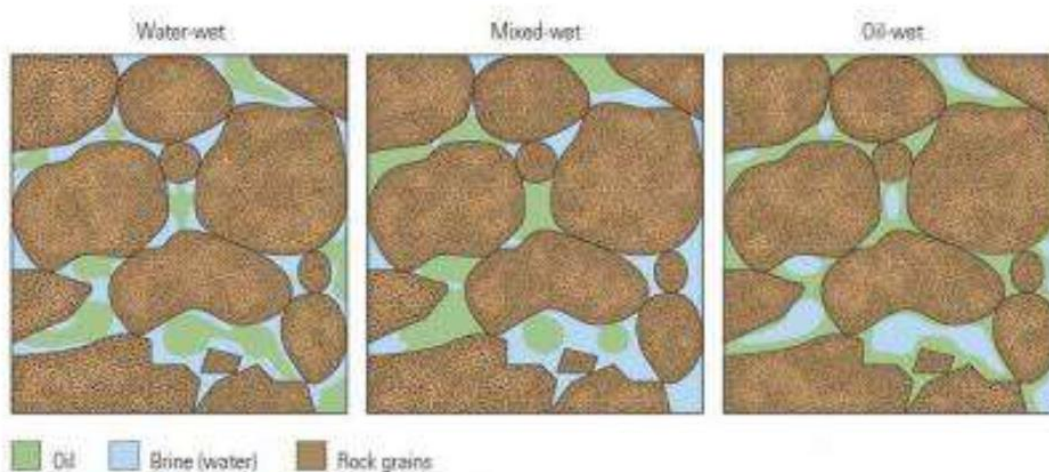


Figure II 8: Représentation de différents types de mouillabilité

La pression capillaire

La pression capillaire est importante dans le domaine pétrolier car c'est un facteur majeur contrôlant la distribution des fluides dans les roches réservoirs. Cette pression est uniquement observable durant la présence de deux fluides non miscibles qui sont en contact les uns avec les autres dont une interface claire entre les deux phases apparait(Figure II.9). Cette interface est le résultat d'une tension inter faciale. L'interface est une surface incurvée et la pression sur le côté concave est supérieure à celle du côté convexe. [5]

Cette différence de pression est connue sous le nom de la pression capillaire. Cette dernière est donnée par la formule suivante :

$$P_c = P_{nw} - P_w \dots \dots (II.6)$$

Ou

P_c : la pression capillaire

P_{nw} : la pression de la phase non mouillante

P_w : La pression de la phase mouillante (eau)

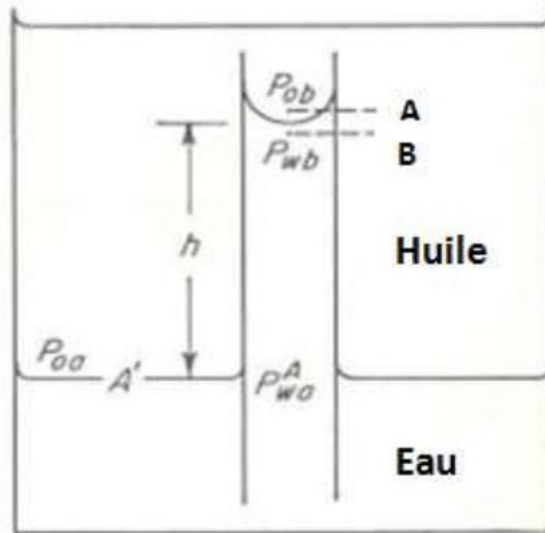


Figure II.9 : le phénomène de la pression capillaire

5.4 La résistivité

La résistivité d'une formation exprime sa conductivité électrique et dépend de la résistivité de l'eau de formation et de la texture de la roche. Cette propriété est utilisée pour

estimer la quantité de pétrole dans une roche réservoir, car la présence d'eau salée diminue la résistivité tandis que le pétrole brut et les minéraux de roche ont une résistivité plus élevée. En mesurant la résistivité d'un échantillon de noyau de roche saturé d'eau salée, puis en remplaçant une partie de cette eau par du pétrole brut et en mesurant à nouveau la résistivité, on peut corréler la résistivité avec la saturation en eau. Cependant, cette technique est limitée à l'échantillon en question et nécessite une approche plus avancée pour être généralisée à d'autres échantillons ou à l'ensemble du réservoir. [16]

la relation saturation-résistivité.

Lorsqu'une partie des pores de la roche est remplie par des hydrocarbures, gaz ou huile de résistivité infinie ou air, cela va modifier la résistivité. Archie a établi une formule très largement utilisée résistivité de la roche dans la zone saturée en eau.

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_0} \dots \dots \dots (II.7)$$

résistivité de la roche dans la zone sous-saturée.

En général n = 2 pour la plupart des roches meubles, on obtient alors pour la zone vierge :

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_w^{-n} \dots \dots \dots (II.8)$$

Et pour la zone lavée :

$$R_{xo} = R_{mf} \cdot a \cdot \phi^{-m} \cdot S_w^{-n} \dots \dots \dots (II.9)$$

Avec S_{xo} = saturation en filtrat et S_w = saturation en eau. On définit aussi S_{hc} = saturation en hydrocarbures dans la zone vierge et S_{hr} = saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

$S_{xo} + S_{hr} = 1$ dans la zone lavée et $S_w + S_{hc} = 1$ dans la zone vierge.

5.5 La saturation

L'espace poreux dans la roche réservoir est en général saturé avec un fluide. Les pores sont complètement remplis d'une combinaison des fluides suivants : l'huile et les impuretés associés à l'état liquide, le gaz et ses impuretés associés à l'état vapeur et l'eau que ce soit de l'eau fossile ou l'eau qui a coulé ou a été injecté dans le réservoir. Pendant le processus de dépôt des sédiments (généralement dans un milieu aqueux), les pores sont complètement saturés d'eau. Plus tard, lors de l'enfouissement en profondeur, par compaction et céméntation partielle, la

composition de l'eau peut changer, mais la saturation reste égale à 100% à moins que des hydrocarbures aient pénétré dans les pores provoquant ainsi la sortie de l'eau.

Si les pores saturés en eau se trouvent à proximité d'une roche source d'hydrocarbure actif, comme les schistes qui sont riche en matière organique, et les pores sont en communication sous pression avec la roche, les hydrocarbures peuvent pénétrer dans les pores et occuper ainsi l'espace poreux .

A tout moment pendant la durée de vie d'un réservoir de pétrole ou de gaz, la relation suivante doit être vérifiée :

$$S = \frac{\text{Volume de fluide}}{\text{Volume de pores}} \dots\dots\dots(\text{II.10})$$

Saturation en eau et en hydrocarbures

Dans une zone à hydrocarbures

On a : $V_{pores} = V_w + V_{hc}$; $S_w = \frac{V_w}{V_{pore}}$; $S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{pore}}$

$\rightarrow S_w + S_{hc} = \frac{V_{hc} + V_w}{V_{pores}} = 1 \rightarrow S_w = 1 - S_{hc}$

(Avec : V_{hc} Volume des hydrocarbures ; V_w Volume de l'eau)

Dans une zone à huile : $S_w = 1 - S_o$

Dans une zone à gaz : $S_w = 1 - S_g$

La distribution de la saturation dans les réservoirs

Durant l'accumulation des hydrocarbures dans les réservoirs pétroliers, la saturation en eau peut être réduite à de petites valeurs entre 5% -40%, après laquelle il n'y aura aucun déplacement de la phase mouillante. Ceci se produit lorsque la saturation en eau devient immobile (saturation en eau irréductible). Dans le domaine pétrolier, plusieurs symboles des saturations sont utilisés :

a) La saturation en eau irréductible (S_{wi})

La saturation en eau irréductible (S_{wi}), est définie comme étant la saturation en eau minimale dans un milieu poreux. La quantité d'eau présente dans un réservoir pétrolier varie de 100% à une valeur minimale (20% environ) .

b) La saturation résiduelle en huile (S_{or})

La saturation résiduelle en huile (S_{or}), représente l'huile restante dans le réservoir après la récupération primaire (production du pétrole avec son énergie initiale). Lors des essais de laboratoire, la saturation résiduelle en huile représente la saturation finale en huile de

l'échantillon à la fin du procédé de déplacement de la phase huileuse avec l'eau ou le gaz. L'échantillon est saturé a 100% avec une huile qui s'y déplace avec une autre phase (eau ou gaz).L'huile restante ou piégé laissé dans la roche est la saturation en huile résiduelle. [16]

6 Méthodes du calcul des différentes paramètres pétro- physiques

6.1 Méthodes directes

La porosité

La porosité est évaluée à l'aide d'un porosimètre à mercure, qui fonctionne en injectant du mercure (sous pression) dans un échantillon de roche préalablement séché. Le mercure remplit les vides de l'échantillon, ce qui permet de mesurer le volume des pores et d'estimer ainsi la porosité(Figure II.10). Il convient de noter que seuls les pores interconnectés sont pris en compte dans cette estimation. [7]



Figure II. 10: porosimètre

Mesure de la perméabilité au laboratoire :

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon fera monter le niveau d'eau dans un tube gradué(FigureII.11). On tire la perméabilité à partir de la formule

empirique

suivante :

$$K = (C.Q.L.H_w)/(A.D).....(II.11)$$

K : est mesurée en darcy ou en milli darcy.

C = DP=P2.P1 : constante contrôlée à partir du volume de mercure.

Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.

- . **Q** : débit constant (mm^2 /heure).
- . **L** : longueur standard de l'échantillon.
- . **H_w** : hauteur de l'eau dans le tube gradué.
- . **A** : section standard de l'échantillon.
- . **D** : longueur totale du tube gradué.

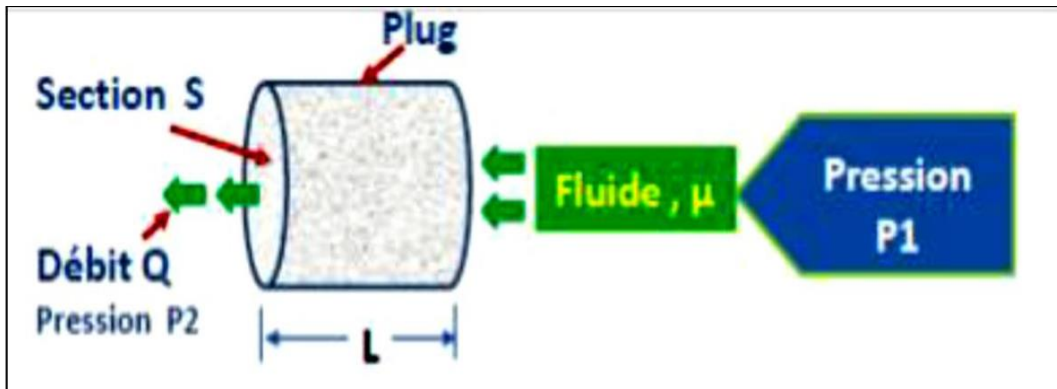


Figure II. 11 : Principe mesure la perméabilité au la boratoire

6.2 Methode indirectes

la porosité

Les méthodes indirectes d'estimation de la porosité reposent sur la mesure d'autres propriétés de la roche et du fluide. Ces mesures sont effectuées dans le puits à l'aide d'instruments spéciaux dans le cadre des opérations de diaggraphie de puits. Par conséquent, aucun échantillon de carotte n'est nécessaire et la porosité est estimée pour la roche telle qu'elle existe dans le réservoir. Les Deux diaggraphies de puits les plus courantes sont décrites cidessous. [7]

a.Porosité sonique Φ_s

Dans ce diagraphie, la sonde comme instrument de mesure, génère des ondes sonores, se propagent à travers le réservoir, à proximité du puits, sont détectées par la sonde à leur retour. L'écart de temps (temps de voyage) entre la génération et la détection est enregistré en continu en fonction de la profondeur de l'instrument. Étant donné que le temps de voyage est lié à la porosité. Elle est calculée à partir de la relation suivante sur la base d'un log sonique :

$$\Phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \dots \dots \dots (II.12)$$

- ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonore en face du niveau étudié.
- ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.
- ΔT_f : Temps de l'onde sonore dans le fluide.

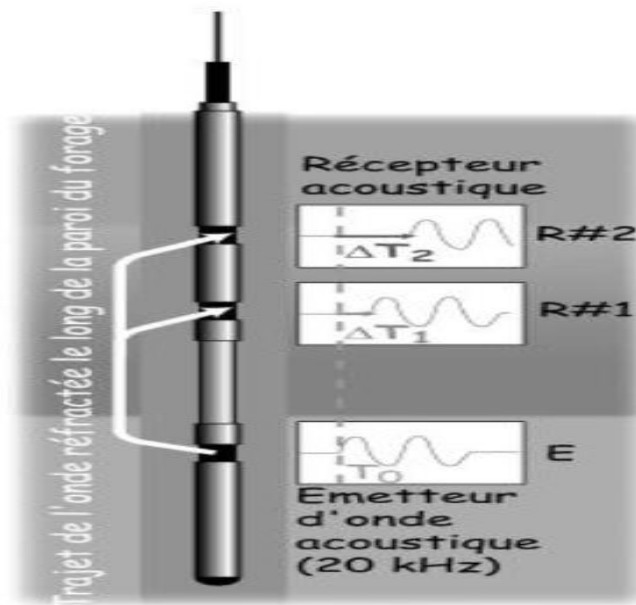


Figure II. 12: Principe de fonctionnement de la sonde sonique

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_s - (V_{sh} * \Phi_{ssh}) \dots \dots \dots (II.13)$$

V_{sh} : volume d'argile.

Φ_{ssh} : porosité sonique des argiles.

Φ_{sc} : porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

b. Porosité neutron Φ_n

C'est la porosité donnée par les outils de neutrons, calibrés dans les calcaires, une simple correction de lecture en échelle compatible en grés est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{ngres} = \Phi_{ncalcaire} + 0,04.....(II.14)$$

Cette valeur de porosité, doit être corrigée une deuxième fois de l'effet des argiles, à partir de la relation suivante pour obtenir Φ_{nch} :

$$\Phi_{nch} = \Phi_n - (V_{ch} * \Phi_{nch}).....(II.15)$$

c. Porosité de densité Φ_d

La porosité de densité de la formation, est donnée par la relation suivante, à partir de la lecture d'un log de densité :

$$\Phi_d = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}.....(II.16)$$

Avec :

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié, donnée en (g/cm3).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide.

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet des argiles par la formule suivante :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - (V_{sh} * \Phi_{dsh}).....(II.17)$$

Avec

V_{sh} : Volume d'argile.

Φ_{dc} : Porosité de densité des argiles.

d.Porosité utile (ou effective)

La porosité utile en face des bancs gréseux non cavés est donnée par la formule suivante :

$$\Phi_u = \frac{\Phi_{nc} + \Phi_{dc} + 0,75 * \Phi_{sc}}{2,75} \dots\dots\dots (II.18)$$

La porosité utile en face des formations cavées est égale à la porosité sonique corrigée de l'effet des argiles Φ_{sc} , l'outil sonique étant le moins affecté par la présence des caves :

$$\Phi_u = \Phi_{sc}$$

Remarque : Les porosités ne nécessitent pas de correction d'effet d'argile dans les zones Propres du réservoir (Vsh <10%).

Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par

$$K = c \left[\frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_o} \frac{2,3}{\rho_m - \rho_h} \right]^2 \dots\dots\dots (II.19)$$

Avec :

C : constante généralement =2.

ΔR : changement de la résistivité de Ro à Rx en ohm.

ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR.

Ro : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.

ρw: densité de l'eau de la formation en gr/cm3.

ρh : densité de l'huile en gr/cm3.

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer es perméabilités au fond du puits tels que CMR et EMRIL.

Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits :

$$K_h = \frac{526,7 * Q * u_0 * b_0}{m} \dots\dots\dots (II.20)$$

Q : Débit en m³/s ou en l/s

μ_o: Viscosité d'huile = 0.2cp.

B_o : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = 1.7m³/m³.

m : Pente du graphe $P = f [\log (T+t / t)]$.

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité

$$K = K_h/h$$

La perméabilité tirée par les essais des puits est la plus correcte pour le calcul de la moyenne dans un intervalle producteur par rapport à celle calculée à partir des carottes, car cette dernière n'est pas toujours représentative à cause des raisons suivantes :

- ❖ Mesurer en surface et non pas dans les conditions de fond (pression et température).
- ❖ Mesurer par rapport à un gaz parfait (hélium).
- ❖ Trop de manipulations causent beaucoup des déformations dans l'échantillon.

La résistivité

Détermination de la résistivité de la formation (R_t)

La résistivité R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs ou par suite de saturation en hydrocarbures. Elle est lue sur le log de résistivité.

Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_w)

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour le calcul de la saturation en eau, car elle est très sensible à la variation de **R_w**.

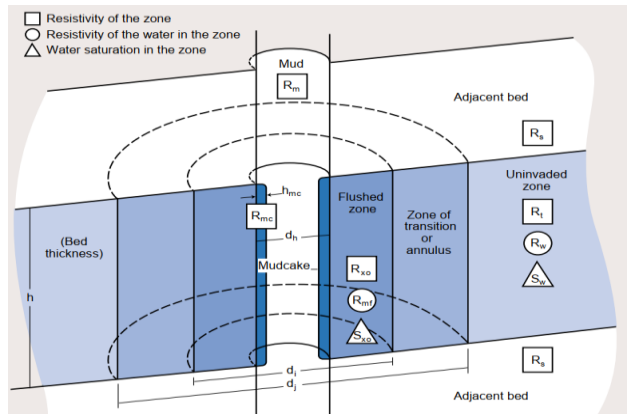


Figure II. 13 : La résistivité

Chapitre III : Généralité sur le fluide de forage

- **Généralités sur le fluide de forage**

1 Introduction

La boue de forage a une importance capitale pour la réalisation d'un forage. Le succès technique et économique d'une opération de forage d'un puits pétrolier dépend par une large part de la qualité du fluide de forage utilisé. Le coût de fluide de forage proprement dit est relativement faible par rapport au coût de globale des opérations, mais l'optimisation de la composition de fluide en fonction des caractéristiques de la formation a foré réduire efficacement le coût de puits. Le fluide de forage joue également un rôle déterminant vis à vis du problème de la stabilité des parois. l'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Il s'agit en effet de choisir les caractéristiques de la boue afin qu'on puisse atteindre l'objectif dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité. Un programme de boue a pour but de déterminer les types des boues, la qualité et les techniques adoptées aux exigences du forage considéré, afin d'avoir le prix de revient le plus possible. [2]

2 Définition de fluide de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé des différents Constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments,..) Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Pétroleuse Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physicochimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé. [2]

3 Rôle du fluide de forage

De nombreuses exigences sont placées sur le fluide de forage. Historiquement, le premier but du fluide de forage était le nettoyage du puits, mais maintenant les applications diversifiées pour les fluides de forage rendent la tâche de certaines fonctions difficile. Lors du forage rotary, les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes : [18]

3.1 Nettoyage du puits

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

3.2 Maintien des déblais en suspension

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

3.3 Sédimentation des déblais fins en surface

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

3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

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

3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc....) Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches.

3.6 Dépôt d'un cake imperméable

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

3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement. La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manoeuvre, en un mot, les performances du forage. Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

3.9 Entraînement de l'outil

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

3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

3.11 Apport de renseignements sur le sondage

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

- les puttings remontés par la circulation de boue
- l'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue
- la détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue

3.12 Contamination des formations productrices

La présence de la boue au droit des formations poreuses et perméables exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production.

3.13 Corrosion et usure du matériel

La boue peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs. Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique due à un déséquilibre chimique.

3.14 Toxicité et sécurité

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

4 Circulation de fluide de forage.

La circulation de fluides dans le forage s'opère en deux modes : (Figure III.1)

4.1 Circulation normale :

Dans le circuit normal le fluide se refoule dans le train de tiges à partir de la pompe à boue (à partir de compresseur s'il s'agit de l'air comprimé), circulant de haut en bas pour sortir au fond du forage à travers les trous de l'outil de forage (trépan), se mélange avec le puttings, puis le mélange fluide- puttings remonte, dans l'espace annulaire (espace entre les parois de forage et les parois de tubings) pour rejoindre la fosse à boue où s'effectue l'échantillonnage, l'analyse, le traitement, l'ajustement et la décantation ; puis de nouveau il sera aspiré par la pompe à boue pour qu'il sera refoulé vers le train de tiges, et ainsi de suite. [3]

4.2 Circulation inverse :

Dans la circulation inverse, le fluide se refoule dans l'espace annulaire, et le mélange fluide puttings remonte dans le train de tige en entrant par les trous se trouvant au fond du trépan.

Il y a des moyens utilisés pour bien circuler la boue, ils se divisent en deux :

- moyens de traitements,
- moyens de pompage,

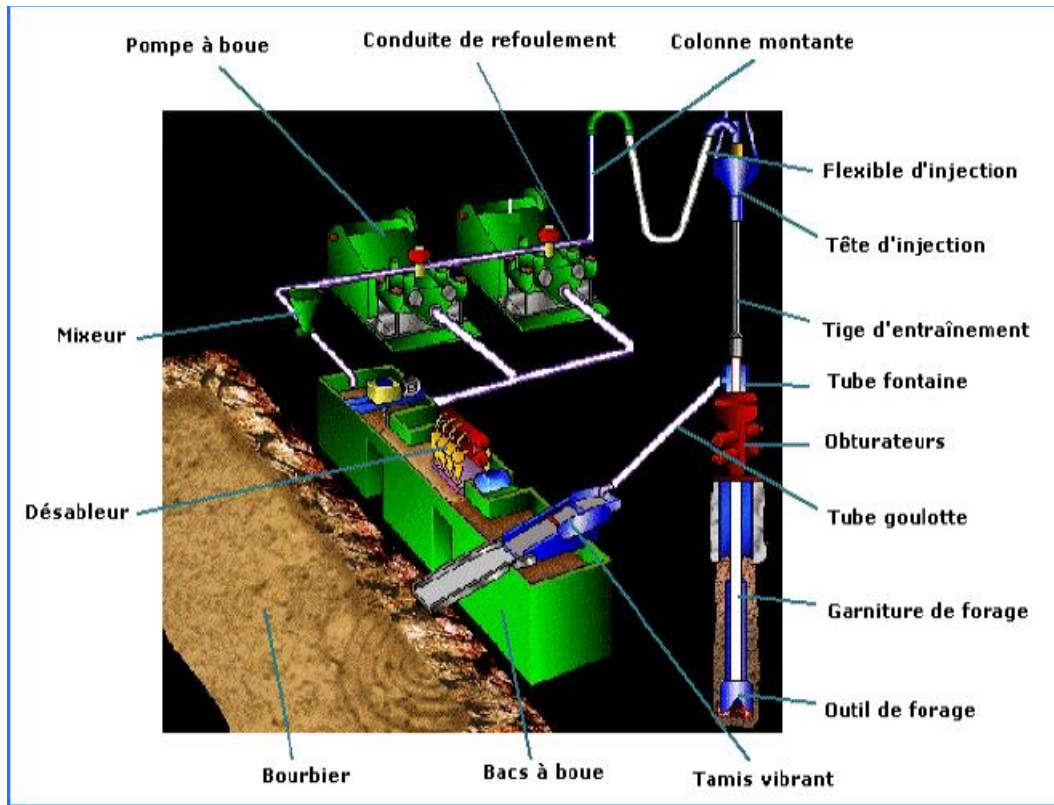


Figure III.1 : Schéma de circulation de la boue sur le site de forage[1]

5 Classification des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisés en trois groupes :

- Fluide de forage à base d'eau.
- Fluide de forage à base d'huile.
- Fluide de forage gazéifié.

5.1 Fluide de forage à base d'eau :

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

Phase liquide :

elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, la salinité fluides de forage dépend de la salinité de l'eau de fabrication.

Phase colloïdale :

cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers ont deux fonctions dont une est primaire qui représente la viscosité offerte par l'argile, et l'autre est secondaire telle la réduction de filtrat.

Phase solide :

les solides ajoutés au fluide de forage tel que la barytine $BaSO_4$ (connu par le Baryte) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insolubles dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse.

5.2 Fluide de forage à base d'huile :

Tout comme les fluides à base d'eau les fluides à base d'huile sont constitués de trois phases :

Phase liquide :

l'huile peut être une huile raffinée ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée.

b.Phase colloïdale :

les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat.

Phase solide :

on ajoute le Barite, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc.

5.3 Fluide de forage gazéifié :

Les fluides de forage gazéifiés sont constitués soit :

Forage à l'air.

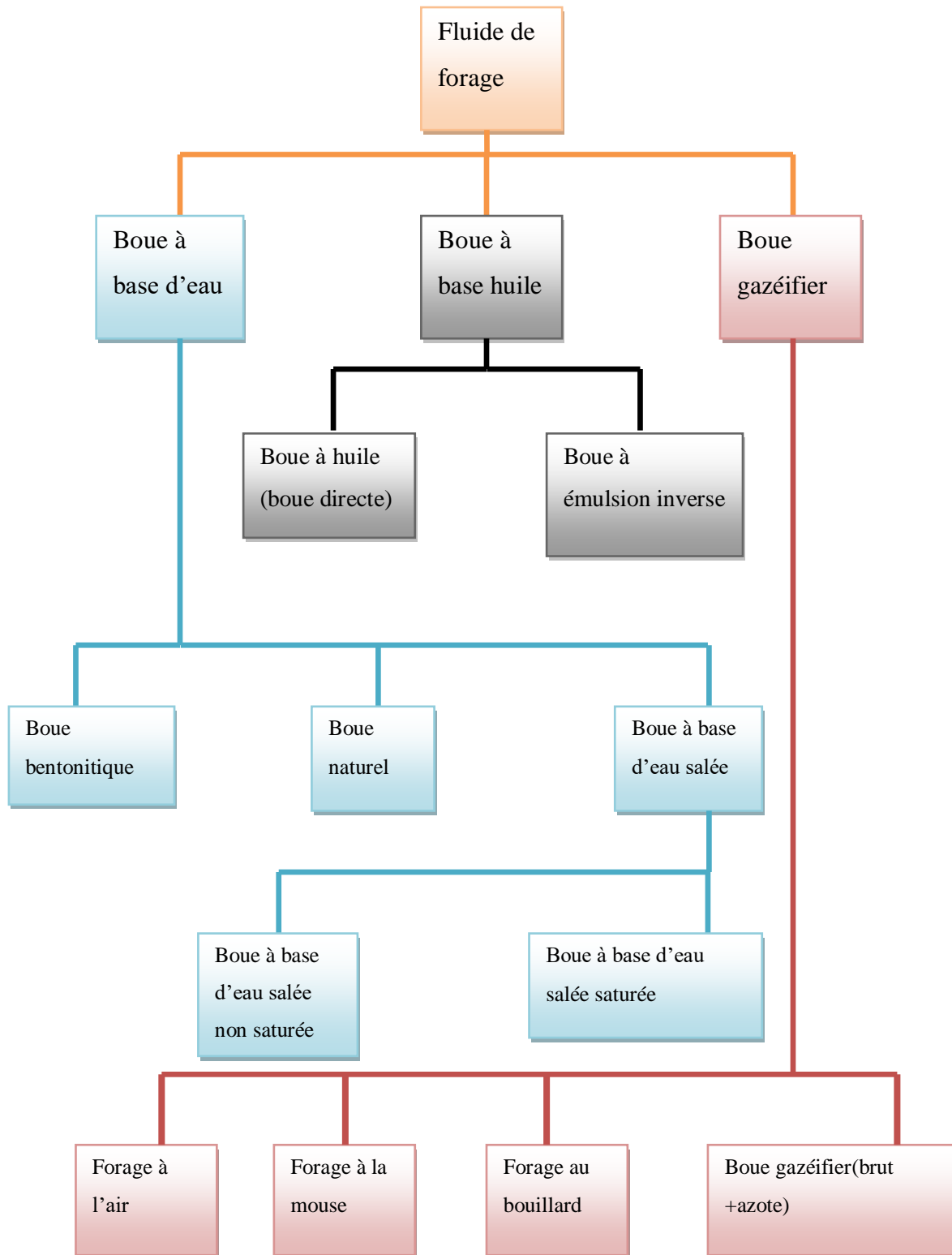
Forage à la mousse.

Forage au brouillard.

Fluide de forage gazéifié (brut+Azote).

La classification des fluides est représentée dans l'organigramme suivant : [6]

Tableau 1 : les types de fluide de forage



6 Principaux produits à boue :(rôle et utilisation)

Un très grand nombre de produits sont employés dans les fluides de forage. Certains ont un rôle particulier,

d'autres ont un rôle multiple.

Les principaux produits employés dans les boues vont être examinés.

6.1 Colloïdes argileux :

Les bentonites :

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau. Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

Les attapulgites :

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

6.2 Colloïdes organiques :

L'amidon :

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline. L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une des trois conditions suivantes soit satisfaite

pH >12

présence anti-ferment

salinité supérieure à 200/250 g/l.

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

La C.M.C. :

La C.M.C., abréviation de carboxyméthyle cellulose, est un colloïde organique infermentescible à longue chaîne.

Les C.M.C. sont classées en trois catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

Basse viscosité

moyenne viscosité

haute viscosité

Généralement, les C.M.C. techniques sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et calcium inférieur à 500/600 mg/l.

6.3 Les additifs minéraux :**La soude caustique (Na OH) :**

La soude est employée pour : accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 5 Kg/m³ pour les boues à l'eau de mer augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).

Le carbonate de soude (Na₂ CO₃) :

Le carbonate de soude est employé pour: accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue précipiter le calcium

Le bicarbonate de soude (Na HC0₃) :

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforges de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment.

Le gypse (Ca SO₄) :

Le gypse ou plâtre de Paris est employé pour confectionner les "boues au gypse". La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.

La chaux éteinte Ca (OH) 2 :

La chaux éteinte est employée pour : augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat) fluidifier

certain types de boues salées saturées en Na Cl) confectionner les "boues à la chaux" débi carbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO₂).

Le sel (Na CL) :

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

le chlorure de calcium (ca cl₂) :

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse.

6.4 Les produits organiques spéciaux :**Les anti-mousses :**

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité.

Les anti-corrosions :

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 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 anti-corrosion.

Citons :

le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc... et les dérivés d'amines grasses. Les doses d'emploi varient suivant les produits : 3 g/l pour les chromates et bichromates et 0,3 à 0,5 g/l pour les dérivés d'amines.

6.5 Les alourdissants :**La barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄ - densité : 4,2) :**

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine, le plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être d'au moins 4,20. Elle ne doit pas contenir d'abrasif et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue. [1]

A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2,50.

Le carbonate de calcium (ca CO₃ - densité : 2,7) :

C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il est aussi employé parfois comme "alourdissant primaire" dans les boues à l'huile de faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

La galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 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 baryte qui sert "d'alourdissant primaire", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit être employé qu'en cas de nécessité absolue.

7 Propriétés des fluides de forage

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

7.1 Densité

La densité est définie en étant le poids par unité de volume. Elle est exprimée en kilogramme par mètre cube (Kg/m³) ou bien elle est comparée au poids d'un volume équivalent d'eau en tant que le poids spécifique. La pression exercée par une colonne de boue statique dépend à la fois de la densité et de la profondeur. Les densités de quelques composants de la boue sont données dans le tableau :

Tableau 2 : Densités des composants communs de la boue

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

Afin d'éviter le flot de fluides de formation et de former un Cake mince de faible perméabilité sur les parois du puits, la pression de la colonne de boue doit dépasser la pression Interstitielle c.à.d. la pression exercée par les fluides dans les pores de la formation d'au Moins 1:379E+06. La pression des pores dépend de la profondeur de la formation poreuse, La densité des fluides de formation, ainsi que les conditions géologiques.

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

Le gradient de pression hydrostatique des fluides de formation varie de 0,1 à 0,12 kg/cm²m, En fonction de la salinité de l'eau.

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

Un autre inconvénient des densités de boue excessives est leur influence sur le taux de Forage (taux de pénétration). Enfin, les densités de boue excessives sont désavantagées parce qu'elles augmentent les Coûts de boue inutilement. Les coûts de boue ne sont pas un facteur très important lors Du forage dans les formations à pression normale, en raison des densités suffisantes sont automatiquement obtenues à partir des particules solides de formation qui sont dispersées Dans la boue par l'action de la mèche. Les densités de boue supérieures à environ 1.32 ne peuvent pas être obtenus avec des particules solides de formation parce que l'augmentation de la viscosité est trop grande. Des densités plus élevées sont obtenues avec la barytine, Qui a une densité d'environ 4:1 , par rapport à environ 2:6 pour les particules solides de la Formation, de sorte que beaucoup moins de particules solides de barytine sont nécessaires En volume pour obtenir une densité donnée. En raison de l'incorporation des particules solides forées, la viscosité augmente de façon Continue autant que le forage se poursuit, qui doit être réduite de temps en temps par L'addition de l'eau et plus de barytine pour restaurer la densité. [18]

7.2 Écoulement

Les propriétés de l'écoulement de la boue de forage jouent un rôle majeur dans la réussite Du forage(Figure III.2). Ces propriétés sont principalement le responsable du déplacement des déblais De forage.

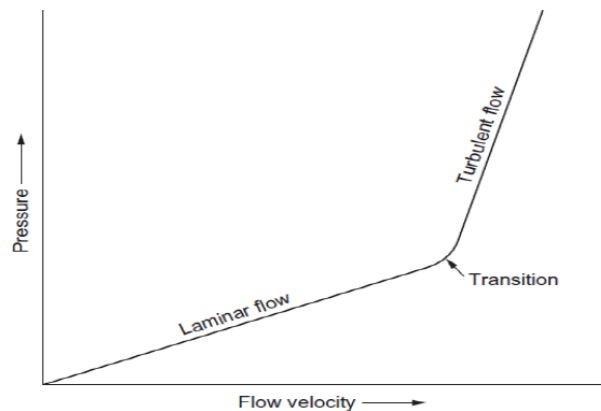


Figure III.2 : Schéma des régimes d'écoulement laminaire et turbulent

Mais aussi influent sur le progrès de forage dans de nombreuses autres façons. Par exemple, une performance insuffisante peut conduire à des problèmes aussi graves que le comblement du trou avec des déblais de forage, la réduction du taux de pénétration, l'élargissement du trou, le coincage des tiges, la perte de la circulation, et même une éruption.

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

Il existe deux régimes d'écoulement, à savoir l'écoulement laminaire, qui prévaut à faibles vitesses d'écoulement et est fonction des propriétés de viscosité du fluide, et un écoulement Turbulent, qui est régi par les propriétés d'inertie du fluide et est indirectement influencé Par la viscosité. Comme cela est représenté sur la figure , la pression augmente avec la vitesse d'écoulement, elle augmente beaucoup plus rapidement lorsque l'écoulement est turbulent que lorsqu'il est laminaire.

Contrôle des propriétés de l'écoulement dans le puits :

Il est relativement facile De formuler une boue avec les propriétés appropriées .Il est beaucoup plus difficile de Maintenir ces propriétés à la cour du forage, à cause de la dispersion des déblais de forage Dans la boue, l'adsorption des agents de traitement par les particules solides forées, et La contamination par des fluides de formation. Maintenir les propriétés adéquates est le Travail de l'ingénieur de la boue, qui doit visiter le puits au moins une fois par jour, afin De vérifier les propriétés d'écoulement et d'autres propriétés, et de recommander un traitement Adéquat. L'influence des fluides de forage sur la performance est plus importante Dans l'anneau du tuyau ;

par conséquent, les échantillons de boue sont pris directement À partir de la ligne d'écoulement, et testés immédiatement avant toute contamination Thixotrope aura lieu. [18]

7.3 La filtration

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés au niveau des parois du puits (formation du cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage : la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé. Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des Tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé.

Ces mesures peuvent être Faites sous conditions de haute pression et haute température. La filtration du fluide de forage à travers les parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices. Dans les deux cas l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables. [18]

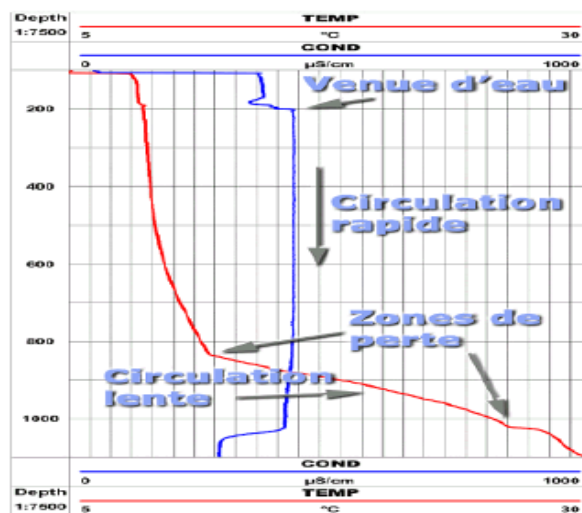


Figure III.3: Les différentes zones de pénétration du fluide de forage en circulation

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

Mais beaucoup de schistes sont sensibles à l'eau, à savoir, au contact de l'eau, ils développent des pressions de gonflement qui provoquent l'effondrement et l'élargissement du trou. Scellage des amorces de rupture par le cake va aider à contrôler l'effondrement, mais le type de boue utilisé et la composition chimique de son filtrat, sont les facteurs les plus importants.

La stabilisation de la partie supérieure du trou est obtenue avec de la boue à base d'huile lorsque la salinité du filtrat est ajustée pour éviter les pressions de gonflement de se développer dans les schistes. (FigureIII.2)

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

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

Lorsque la rotation des tiges est arrêtée, la partie des tiges en contact avec le cake est isolé de la pression de la colonne de boue, et soumis uniquement à la pression des pores Du cake.

La pression différentielle ainsi créée peut-être assez grande pour empêcher les Tiges d'être déplacé.

Parfois, les tiges peuvent être libérées par des taches d'huile autour de la section coincée, Mais si cette procédure échoue, un travail de pêche ou de suivi latéral qui sont très coûteux Est nécessaire. Le risque de coinçage des tiges de forage peut être réduit en utilisant une boue qui dépose un cake de filtration fin et assez dur, en préservant la densité la plus faible possible de la boue de manière à minimiser la pression différentielle, et en ajoutant un lubrifiant à la boue pour réduire l'adhérence entre les tiges et le cake.

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

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

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

_ la perméabilité d'une roche réservoir contenant des argiles natives peut être réduite par le gonflement de ces argiles quand ils entrent en contact avec le filtrat envahi, ou par la dispersion et le transport des argiles. Les particules ainsi transportées sont ensuite prises dans les goulots des canaux d'écoulement, ce qui va réduire considérablement la perméabilité de la roche.

_ Deuxièmement, la pression de certains réservoirs n'est pas assez grande pour conduire la totalité d'un filtrat aqueux en dehors des pores de la roche lorsque le puits est mis en production. Le filtrat restant dans les pores réduit l'espace disponible pour l'écoulement de pétrole ou de gaz, provoquant ainsi ce qu'on appelle " blocage à l'eau ".

_ Troisièmement, les particules fines de la boue, transportées pendant la phase de giclage, peuvent boucher les canaux d'écoulement.

_ En quatrième lieu, la précipitation mutuelle peut se produire entre les sels dissous dans le filtrat et ceux dans l'eau de formation interstitielle. [18]

Lors des premiers temps de la découverte d'un champ pétrolifère, les tests approfondis en laboratoire sont recommandés afin de formuler une boue qui ne diminuera pas la productivité dans les puits qui suivent.

De tels tests doivent être faits sur des échantillons du réservoir en question, avec un distillat de pétrole, par exemple le diesel, et l'eau salée, soit réelle ou synthétique, de la formation interstitielle.

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

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

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

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

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

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

7.4 Paramètres rhéologiques

Le terme " rhéologie " signifie l'étude de la déformation et de l'écoulement de la matière. Cette définition a été acceptée lorsque la société américaine de rhéologie a été fondée en 1929 . Elle est apparue pour palier l'impuissance de la théorie de l'élasticité et de la mécanique des fluides à décrire les propriétés de matériaux intermédiaires entre solide et liquide. Le

comportement rhéologique des boues de forage est un facteur capital pour savoir par quelle loi rhéologique cette boue est régie. Les caractéristiques les plus recherchées par L'ETUDE rhéologique sont :

La viscosité plastique (VP)

Principalement, elle dépend de la teneur en solides contenus dans la boue, c.-à-d. l'augmentation de viscosité plastique ne pourra être combattue que par l'élimination des solides.

Par ailleurs, elle est de même liée à la taille des particules, et à leur forme.

$$VP = \frac{L_{600}}{2} \quad (cp) \dots \dots \dots (III.1)$$

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (cp) \dots \dots \dots (III.2)$$

L_{600} et L_{300} sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN35.

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

La contrainte seuil, plus connue sous le nom de Yield value ou Yield point, est la mesure dynamique de résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de la surface de particules.

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

$$YP = L_{300} - VP \dots \dots \dots (III.3)$$

ChapitreIV :
L'endommagement d'un
réservoir pétrolier

1 Introduction

Dans le domaine du Reservoir Engineering, l'endommagement de la Formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes adverses.

Il s'agit d'un problème qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz, allant du forage jusqu'à la production .

L'évaluation de l'endommagement de la formation, son contrôle et sa remédiation figurent donc parmi les questions qu'il faut résoudre pour assurer une exploitation pétrolière efficiente. Les causes d'endommagement sont très nombreuses et plusieurs facteurs peuvent les déclencher.

Parmi ces facteurs, citons les phénomènes physico-chimiques, chimiques, biologiques, hydrodynamiques, les interactions fluide-particules à l'intérieur de la roche et de la déformation de celle-ci en raison des contraintes et des forces de cisaillement du fluide . (FigureIV.1)

Normalement, les fines particules minérales faiblement liées à la surface des pores sont en équilibre avec les fluides à l'intérieur des pores. Lorsque cet équilibre est rompu à la suite de variations de la composition chimique, de chocs thermiques, les particules peuvent se détacher et conduire à des phénomènes de précipitation.

De même, lorsque les conditions d'équilibre existant entre la surface des pores de la roche et du fluide à l'intérieur des pores sont modifiées comme c'est le cas durant les opérations de récupération primaire ou assistée, les particules minérales peuvent se dissoudre et passer dans la phase fluide sous formes d'ions.

C'est précisément les interactions nombreuses qu'il peut y avoir entre ces ions et les particules à l'intérieur des pores qui peuvent conduire à de sévères problèmes d'endommagement de la roche. Les indicateurs de l'endommagement de la formation sont une altération (diminution) de la perméabilité, un endommagement du " skin " et une diminution de la productivité du puit.

Les phénomènes d'endommagement ne sont pas nécessairement réversibles et ce qui peut entrer dans un milieu poreux n'en ressort pas nécessairement . Porter a qualifié ce phénomène de " reverse funnel effect " (goulot d'étranglement inversé).

Par conséquent, il est beaucoup plus avantageux de chercher à éviter les phénomènes d'endommagement qu'à devoir les réparer [8].

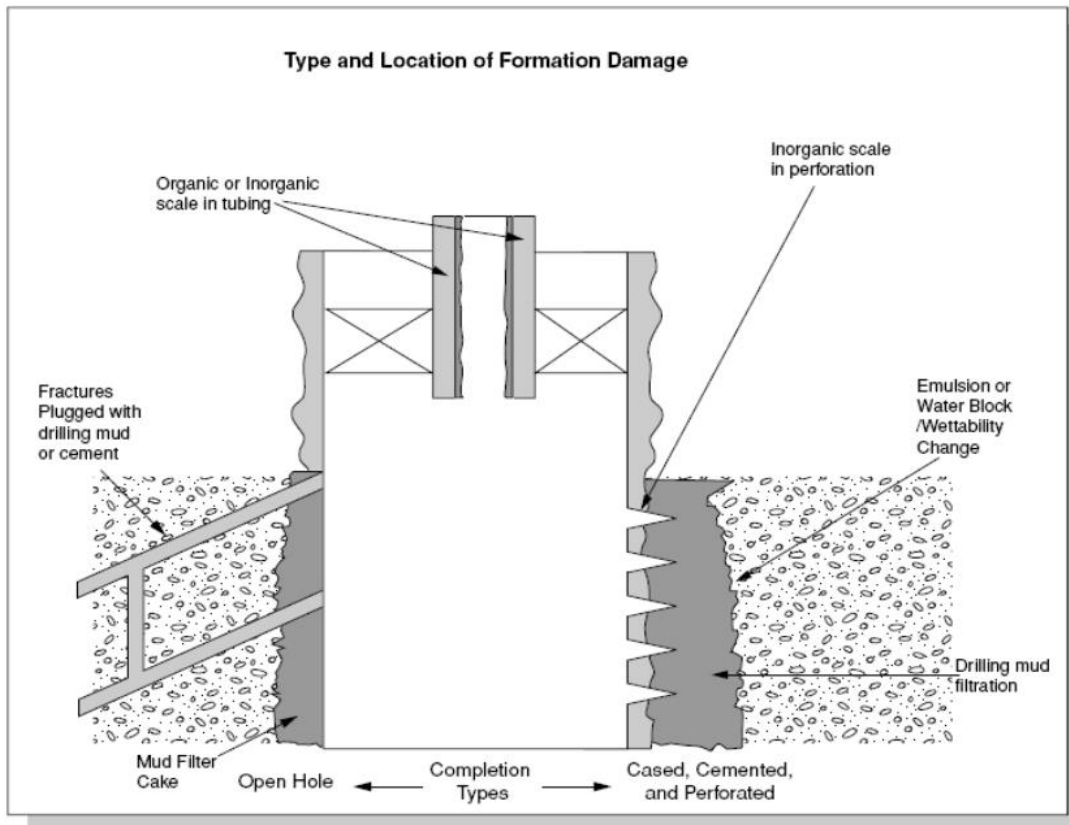


Figure IV.1: l'endommagement de la Formation

2 Endommagement par les fluides de forage

Les processus fondamentaux causant l'endommagement sont généralement d'ordre physico-chimique, chimique, hydrodynamique, mécanique, thermique et biologique. Ces processus sont souvent classés en deux groupes : interactions fluide-fluide et interactions fluide-roche.

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

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

- à la roche (nature minéralogique, mouillabilité, perméabilité, type de porosité et répartition des pores),
- aux fluides présents dans la roche (nature, propriétés chimiques, caractéristiques physico -

chimiques, pression et température),

- à la boue elle-même (composition et caractère rhéologique),
- et, après filtration, au cake formé (épaisseur, grosseur des particules, perméabilité et résistance mécanique) et au filtrat obtenu.

Les fluides et les solides ont donc un grand effet sur l'endommagement du réservoir et la perméabilité. D'une part, les fluides de forage contiennent des particules solides formant un filtre cake qui réduit le débit du fluide, et d'autre part le filtrat peut réagir avec les argiles de la formation causant un gonflement, une mobilisation et une migration des fines particules bouchant ainsi les pores, ce qui réduit aussi la perméabilité. [8]

3 Etude comparative entre l'utilisation OBM et WBM sur l'évaluation des réservoirs :

L'objectif principal de cette étude est de comparer l'effet de l'utilisation de différents types de boue sur l'évaluation des réservoirs en Algérie. Il existe deux types de changement de boue qui peuvent être considérés dans cette étude : le premier est le changement de type de boue (de OBM à WBM ou l'inverse) avant le début du forage, et le second est le changement de type de boue entre le forage entre les phases. Le premier type est facile à traiter, car l'étude de la compatibilité de la boue avec l'eau de formation est généralement menée. De plus des équipements de forage adéquats seront installés. Afin de sélectionner le type de liquide approprié, il convient de répondre aux questions suivantes : [11]

3.1 Quels sont les paramètres qui contrôlent la sélection d'OBM/WBM dans les puits

Pour utiliser OBM ou WBM, il est nécessaire de connaître de nombreux paramètres ; ces paramètres peuvent être classés dans les catégories suivantes :

3.2 Paramètres liés au réservoir

Ils sont principalement liés à l'eau de formation, ce qui est le plus important à connaître est sa salinité et sa composition chimique, où la salinité de la boue et sa composition chimique doivent être compatibles avec l'eau de formation.

- Il est généralement recommandé d'éviter l'utilisation de WBM dans des réservoirs contenant des argiles gonflantes, car ce dernier absorbera le WBM puis se gonflera et créera de nombreux problèmes techniques lors du forage.

- Le WBM provoque l'hydratation des formations argileuses tandis que l'OBM est non réactif vis-à-vis ces formations.
- Le WBM dissout les sels dans la formation, tandis que les OBM n'interfèrent pas avec les formations salines.

3.3 Paramètres liés au Forage

- Du point de vue du forage, l'OBM est préférable car il contient des surfactants, qui sont efficaces pour garantir la stabilité des parois pendant le forage, cependant son utilisation excessive avec une concentration plus élevée créera une CEC (Capacité d'échange cationique) considérable au niveau des pores, donc l'eau irréductible se déplacera vers la formation et conduisent à une surestimation de l'eau de formation lors l'interprétation Pétrophysique.
- Les foreurs augmentent généralement la densité de boue afin d'assurer la stabilité des parois pendant le forage et aussi pour minimiser les washouts et les doglegs, mais il devrait y avoir une limite (fenêtre de la densité de la boue) qui est déterminée par un modèle Géomécanique 1D au niveau des puits voisins et 3D si la sismique est disponible afin de connaître les directions des contraintes mécaniques et d'éviter d'endommager le réservoir avec une boue dense.
- Le WBM n'est pas efficace à haute température (puits HPHT), contrairement à la OBM, alors le dernier est préférables pour les puits HPHT.
- Les boues d'huile peuvent être utilisées comme fluides de packer stables à long terme, car les additifs sont extrêmement stables.

3.4 Conclusion

- Il a été remarqué à travers des observations, que les puits forés avec OBM ont une meilleure qualité de trou de forage que les puits forés avec WBM, néanmoins l'endommagement de réservoir n'était pas étudiés profondément. Une étude détaillée sera conduite afin de donner des justifications scientifiques sur les paramètres de OMB (densité et composition chimique) qui contrôlent cette constatation, et ses influences sur le réservoir.
- En conclusion, malgré que l'utilisation d'OBM présente de nombreux avantages du point de vue forage, il est nécessaire de faire un compromis entre les objectifs de forage et les objectifs d'évaluation des réservoirs afin d'optimiser la densité de la boue en prenant en considération les résultats d'un modèle Géomécanique et sa fenêtre de boue résultante, et également d'optimiser

l'utilisation de composition chimique (précisément le surfactant) qu'il peut fausser les stabilise idéalement le puits de forage. [11]

3.5 La étude comparative résumée dans le tableau [11]

Tableau 3 : étude comparative entre OBM (oil based mud) et WBM (water based mud)

Aspect	Le problème	OBM		WBM	
		Vision forage	Vision Réservoir	Vision forage	Vision Réservoir
Géologie et Réservoir	Présence d'Argile gonflante	Préféré	Préféré	Déconseillé	Déconseillé
Géologie et Réservoir	l'hydratation des formations argileuses	Ce n'est pas considéré	Ce n'est pas un problèmes	Ce n'est pas considéré	Ce n'est pas considéré
Réservoir et Petrophysique	Compatibilité de la composition chimique de la boue avec l'eau de formation	Ce n'est pas considère	Peut provoquer des problèmes	Peut provoquer des problèmes	Peut provoquer des problèmes
Géologie et Réservoir	Dissoudre du sels de formations dans la boue	Ce n'est pas un problème	Ce n'est pas un problèmes	Peut provoquer des problème	Peut provoquer des problème
Petrophysique	Interférence avec le Flux d'huiles et gaz pendant MDT	Ce n'est pas considéré	Problème moins fréquent	Ce n'est pas considéré	Ce n'est pas considéré
Forage / Reservoir	Stabilité de parois et ROP	Préférable (maintien du ROP)	Peut provoquer des problèmes sur l'évaluation	N'est pas préférable	N'est pas préférable
Forage / Réservoir/ Pétrophysique	Densité de la Boue élevé	Préférable (maintien du ROP)	Peut endommager le réservoir si le mud window n'est pas	Moins Préférable	Moins Préférable

			respecter		
--	--	--	-----------	--	--

4 L'endommagement de la formation pendant le forage

Par l'invasion des solides et des particules de boue

- Bouchage des pores
- Mouvement des particules
- Invasion de filtrat de boue
- Gonflement, floculation, la dispersion et la migration d'argile.
- Les effet d'interaction fluide-fluide aboutissant à la formation d'émulsion eau /bloc, ou l'échelle biologique
- Modification de la structure des pores de la roche réservoir par action [5]

4.1 Les mécanismes de l'endommagement

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir :

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

Mécanismes d'endommagement chimiques

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

a - Gonfloement des argiles

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

b- Dispersion des argiles

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

c -adsorption chimique

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

d- Dissolution de la formation

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

e- Altération de la mouillabilité

Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensio-actifs, les agents antimoussants, les inhibiteurs de corrosion ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la rendant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir ou ils s'infiltreront. Les roches mouillées à l'eau ont une tendance à avoir une assez faible perméabilité relative ce qui est dû aux forces de friction associées à la mobilité de la phase aqueuse, ce qui va entraîner une perméabilité relative et une mobilité de l'eau plus élevées.

f -Formation d'émulsions

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

Mécanismes d'endommagement mécanique**a- Migration des fines**

Il s'agit du mouvement des particules naturelles existant dans le système poreux suite aux forces de cisaillement considérablement élevées appliquées par le fluide de forage. Ces particules sont représentées par des argiles non cimenté tel que : kaolinite, illite et quelques minéraux (quartz, micas, anhydrites,etc). Généralement, la migration des fines tend à être davantage un problème dans les formations élastiques à cause de la forte concentration des matériaux potentiellement transportables comme les argiles, La migration des fines est généralement visible lorsque la phase mouillante du réservoir est en mouvement. Par exemple dans les formations fortement mouillantes à l'eau, qui sont à la saturation en eau irréductible, la production de l'huile ou du gaz peut atteindre un haut niveau dont l'influence des particules est minimale ou même nul. Ceci est dû en fait à l'inexistence des forces pour la migration physique puisque la phase encapsulant les particules est en statique. Ce n'est que lorsque la phase mouillante augmente au point où la

mobilité se produit que la migration des fines devient alors problématique. Si par contre la formation n'est pas mouillée à l'eau, le problème de migration des ne peut pas apparaître immédiatement sur la formation productrice. Les réservoirs qui présentent des problèmes de migration des fines peuvent être traités soit en réduisant le taux de production, la complétion en forage ouvert, puits horizontaux, soit en générant des fractures pour réduire la vitesse interstitielle soit en ajoutant des stabilisateurs chimiques qui s'adhèrent aux particules d'argiles situées à la surface des pores réduisant ainsi leur mobilité.

b- Entraînement des solides externes

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

c- Glazing/Mashing

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

d- Problèmes de piégeage et de blocage

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

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

e - Contraintes géo-mécaniques

La création des espaces vides dans la matrice du réservoir par le processus de forage, crée en général un régime de contrainte géo-mécanique dans la région proche du puits. Bien

que cette zone soit généralement assez petite selon l'orientation du puits et le champ de contraintes du réservoir, des forces en traction ou compression peuvent être induites, ce qui peut entraîner un changement de la géométrie des pores ainsi que de la perméabilité autour du puits.

Autres facteurs

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

4.2 Evaluation de l'endommagement

L'endommagement de la formation peut être évité par une bonne compréhension des conditions de forage en ayant des informations sur les données du champ mesures des propriétés suivantes :

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

5 Le facteur de skin (skin factor)

Le facteur de skin est un paramètre sans dimension reliant le rayon apparent r_w et le rayon effectif r_{fd} du trou de forage (wellbore) selon les paramètres de la région d'endommagement , [11]

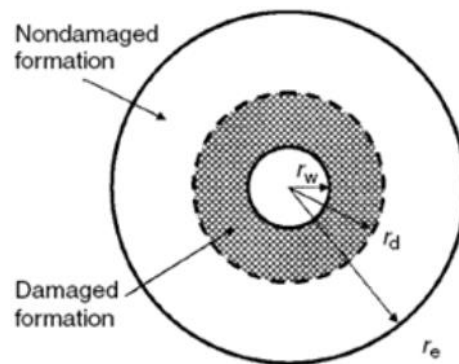


Figure IV.2: Représentation schématique de la zone endommagée à proximité du trou de forage

Où s , le facteur de skin est un paramètre adimensionnel qui rend compte de la magnitude et de l'étendue de l'endommagement dans la région voisine du trou de forage. Dans l'analyse du réservoir et dans les interprétations des tests du puits, le concept de "skin factor" est le plus souvent préféré en raison de sa simplicité et d'autres considérations pratiques.

Ainsi, beaucoup d'efforts ont été fait en vue d'exprimer ce paramètre d'après les solutions analytiques de modèles simplifiés reliant les débits d'écoulement aux conditions de la formation et du fluide.

Le facteur de skin est utilisé généralement pour caractériser la zone productrice autour du puits. En fait, le skin traduit une multitude de variables.

En général, tout phénomène provoquant une déformation des lignes d'écoulements peut se traduire par un changement du facteur skin.

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

Comme mentionné plus haut, le facteur de skin est un paramètre adimensionnel qui caractérise l'état du puits. le skin peut être considéré comme un ensemble de skins : skin de perforation, skin de la zone endommagée et skin de la zone effondrée entourant le forage.

$$S = S_p + S_d + S_{dp} \dots \dots \dots (IV.1)$$

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

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

$$S_d = \left(\frac{K}{K_d} - 1\right) * \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \dots \dots \dots (IV.2)$$

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

$$S_{dp} = \left(\frac{L}{L_p n_p}\right) * \left(\ln \frac{r_{dp}}{r_p}\right) * \left(\frac{K}{K_{dp}} - \frac{K}{K_d}\right) \dots \dots \dots (IV.3)$$

5.1 Variation relative de la viscosité

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

$$RCD = \frac{\mu - \mu_d}{\mu} = 1 - \frac{\mu_d}{\mu} \dots \dots \dots (IV.4)$$

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

$$PVC = \left(1 - \frac{\mu_d}{\mu}\right) * 100 \dots \dots \dots (IV.5)$$

5.2 Variation relative de la mobilité du fluide

Le déclin de productivité d'un puits est généralement attribué à une réduction de la mobilité effective de l'huile en raison de plusieurs facteurs .

La mobilité effective de l'huile est une mesure pratique de la capacité de la formation poreuse à assurer l'écoulement de l'huile. Ce facteur combine en effet trois propriétés notoires en un seul paramètre λ (mobilité du fluide) :

$$RCEM = \frac{\tau - \tau_d}{\tau} = 1 - \frac{\tau_d}{\tau} \dots \dots \dots (IV.6)$$

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

5.3 Variation relative du débit ou taux d'endommagement

La variation relative du débit dans le puits (RCFR, Relative Change of Flow Rate) appelé encore taux d'endommagement (DR, Damage Ratio) est donnée par le rapport

$$DR = RCFR = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \dots\dots\dots (IV.7)$$

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

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{uB \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (IV.8)$$

$$q_d = \frac{2\pi Kh(p_e - p_w)}{uB \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \left(\frac{K}{K_d}\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right]} \dots\dots\dots (IV.9)$$

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

K et K_d les perméabilités effective avant et après endommagement :

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

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

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

5.4 Efficacité de l'écoulement

L'efficacité de l'écoulement est exprimé par le rapport des indices d'écoulement de la formation avant et après endommagement

$$FE = \frac{FI_d}{FI} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} \dots\dots\dots (IV.10)$$

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

6 Détection des endommagements : [17]

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons :

- Essais de puits.
- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Historique complet des puits.
- Analyse du système de production.

6.1 Essais de puits:

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une restriction à la production des réservoirs existe. On sait toutefois que le skin affect total S englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe.

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évolution de la pression statique de couche, perméabilité vierge en condition de fond qui peut différer notablement des mesures faites en surface, index de productivité et rendement de l'écoulement.

6.2 Echantillonnages et analyses de laboratoire :

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

A-Réservoir :

Des essais obligent de disposer d'échantillons valable de terrain, c'est-à-dire de carottes même si certains sont ensuite réduits en poudre pour des raisons expérimentales.

B- Effluents :

De nombreuses causes de colmatage ont les effluents des puits comme origine : émulsions, sludgs, dépôts minéraux et organiques. Ceux-ci doivent donc également être échantillonnés,

que ce soit lors d'un test de formation ou en cours d'exploitation. Cette disposition est simple, son intérêt est vital et les résultats de laboratoire tout à fait fiables.

6.3 Historique complet des puits:

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations de toutes nature pour aider à détecter les causes d'endommagement.

On distinguera :

- Les phases forage et complétion.
- Les phases de exploitation.

Phases forage et complétion :

Les mécanismes d'endommagement sont nombreux durant ses deux phases initiales et il importe de bien les connaître. En général leur détection, du moins partielle en cas de cumul, peut être relativement rapide.

Phase exploitation :

Cette phase est normalement de longue durée et permet, à défaut d'une détection suffisamment avancée, de procéder de mesure des courbes de production.

Chapitre V :
Cas de puit EAAN 1

1 Introduction : [9]

Le présent travail est l'interprétation d'une remontée de pression de courte durée SBU (short build up), enregistrée sur EAAN-1, puits producteur d'huile. L'objectif du puits EAAN-1 est l'exploration des réservoirs triasique (Série Inférieure et le T1) et de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane).

Le but de cet essai de puits est de vérifier l'état des abords du puits (skin), de s'enquérir de l'évolution de la pression du gisement, après 216 jours (7 mois) de production, et de déterminer la configuration du système réservoir-puits ; c'est-à-dire le type du réservoir et les limites avoisinant le puits.

2 Situation géographique:

Le puits EAAN-1 est situé sur le bloc 438c, appartenant au permis de recherche El M'Zaid Sud, dans le bassin d'Oued Mya. Il est implanté à 1.8 km au Nord du puits EAA-1.

3 Historique du puits :

21/10/2007 : Début de forage.

13/02/2008 : Fin de forage.

31/07/2013 : Nettoyage au CTU (coiled tubing)(Evacuation de la boue de forage).

01/08/2013 : Mise en service du puits, à travers une duse de 6,8 mm.

04/08/2013 : Nettoyage au CTU (suite évacuation de la boue de forage).

19/08/2013 : Jaugeage du puits à travers une duse 6,8mm (Q huile = 9,187 m3/h).

04/03/2014 : Jaugeage du puits à travers une duse de 6,8 mm (Qoil=4,038 m3/h).

04/03/2014 : Fermeture du puits pour enregistrement d'une remontée de pression.

12/03/2014 : Réouverture du puits, après une remontée de pression de 168,95 bar

4 Données de base :

- Puits : EAAN1.
- Champ : EAAN
- Coordonnées UTM : X = 696 036.82 ; Y = 3 533 978.52
- Date de mise en service : le 01 Août 2013.
- Colonne de production : Tbg 4"½ x Liner 4"½.

- Compagnie : ENSP
- Jauges :
ENSP– D8018 (élément supérieur).
ENSP – D8019 (élément inférieur).
- Période du test : du 04 au 12/03/2014.
- Durée du Build Up : 168,95 heures.
- Réservoir : Série Inférieure du TAG.
- Intervalles perforés : 3544,00 @ 3559,00 [15,0 m].
- Hauteur totale perforée : 15 m.
- Cote d’enregistrement : 3500 m.
- Cote de référence : -3100 m.
- Mi-Perforation : 3551.50 m.

5 Résultats des différents jaugeages :

Tableau 4: Résultats de tests jaugeages

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité H	BSW-s	Qoil	Qw	Qg	WC	GORform
	(Kgf/cm ²)	(Kgf/cm ²)	(mm)	(mg/l)	(%)	(m ³ /h)	(L/h)	(m ³ /h)	(%)	(m ³ / m ³)
19/08/13	133.8	24.8	6.8	15	0	9.187	0	5250.00	0	114
04/03/14	65.5	20.3	6.8	12	0	4.038	0	563.921	0	140

Avec :

WC (water contact) et BSW-s (basic sediment and water)

6 Evolution des paramètres de production :

Les graphes ci-dessous ; nous indiquent respectivement l’évolution de la pression de tête et l’évolution de la production mensuelle d’huile. On remarque que la pression de tête ainsi que la production d’huile observent une chute avec le temps. Le débit d’huile qui était de 9,187m³/h le 19/08/2013 a chuté de presque la moitié, il est actuellement de 4,038m³/h le 04/03/2014 avec la même duse (6.8mm).

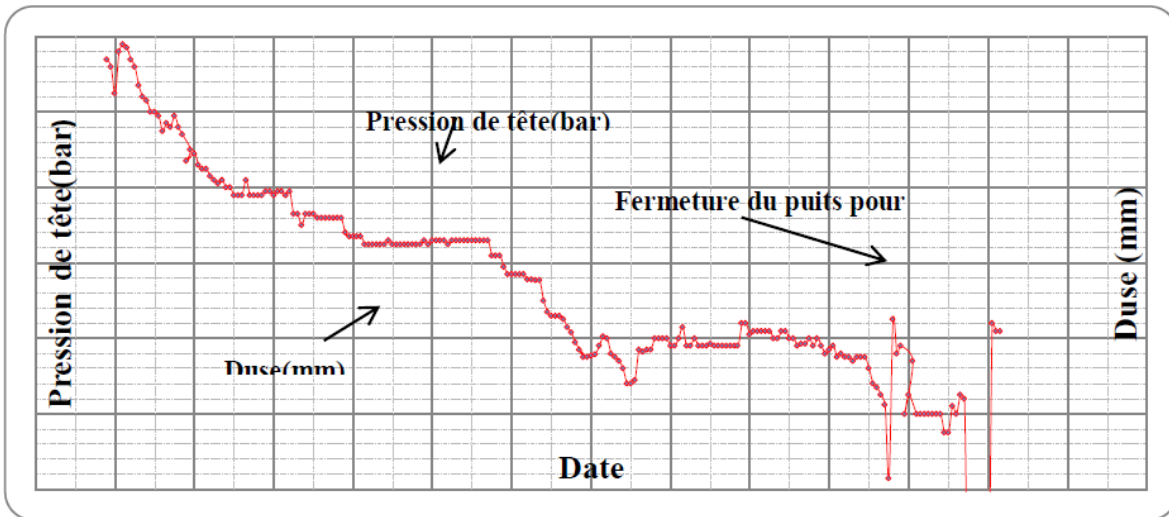


Fig V.1: Evolution des paramètres de production (Ptête et Duse)

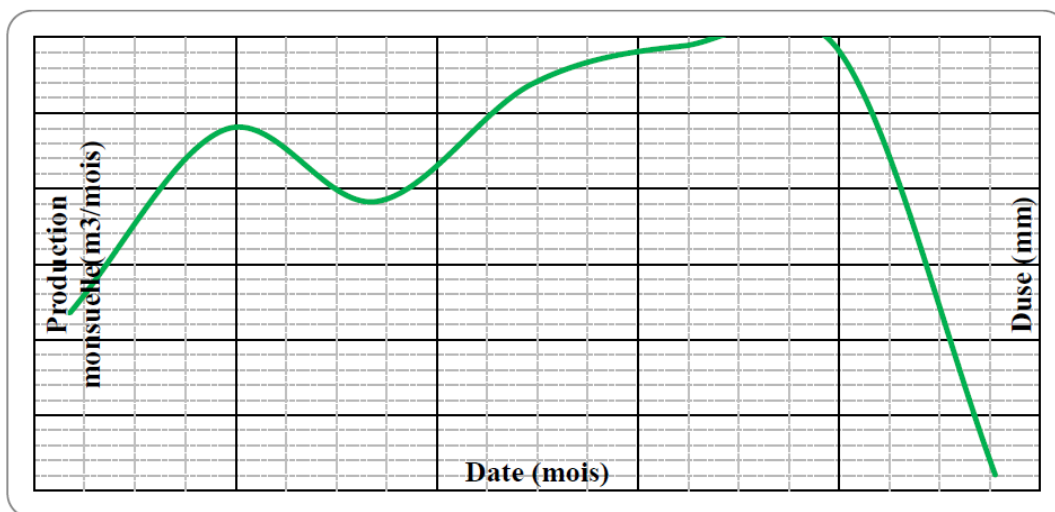


Fig V.2 : Evolution de la production d'huile

7 Interprétation des diagraphies :

7.1 Top des formations:

TAG- "T2"	@	3373,00 m.
TAG- "T1"	@	3381,00 m.
Roches éruptives	@	3427,00 m.
TAG- "SI"	@	3544,00 m.

Dalle de m'kratta @ 3776,50 m.
 Quartzites de Hamra @ 4107.50 m.
 Profondeur finale @ 4282,00 m.

7.2 Résultats de l'interprétation:

- **Réservoir T1:** Compact.
- **Réservoir SI:** 3544 @ 3601,00 m.

Est à hydrocarbures au top mais aquifère vers la base.

Hauteur utile : 10 m.

Porosité utile moyenne : 9 %.

Vsh moyen : 14 %.

Sw moyenne : 28 %.

- **Réservoir Dalle de M'kratta:** 3776,5 @ 3783,00 m Compact..
- **Réservoir Quartzites de Hamra:** 4107,5 @ 4196 m.

Compact cependant, l'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) montre la présence de fissures relativement ouvertes.

8 Résultats des différentes mesures de pression:

Tableau 4 : Résultats du MDT (modular dynamic tester) du 01/12/2007(T1 + SI)

N°	Profondeur (m)	Pression Hydrostatique Avant (psia)	Pression Formation (psia)	Pression Hydrostatique Après (psia)	Mobilité (md/cp)	Observation
1	3418,00	7518,60	-	7515,80	-	Tight
2	3422,00	7530,30	-	7522,30	-	Tight
3	3423,00	7521,10	7413,40	7517,28	0,30	Supercharged
4	3424,20	-	-	7517,86	-	Tight
5	3425,50	7522,40	-	7518,83	-	Tight
6	3546,00	7801,69	6605,82	7797,59	4,40	Good Test
7	3547,50	7801,96	6607,21	7798,35	3,00	Good Test
8	3548,80	7799,31	-	7797,54	NA	Tight
9	3548,50	7799,60	6608,19	7795,91	17,00	Good Test
10	3553,50	7809,30	6693,50	7779,06	0,03	Tight
11	3556,50	7810,10	6637,90	7803,54	0,30	Tight
12	3557,00	7704,80	6636,87	7799,81	23,40	Good Test
13	3557,50	-	-	-	-	Lost Seal
14	3557,60	-	-	-	-	Lost Seal
15	3557,70	-	-	-	-	Lost Seal
16	3557,80	-	-	-	-	Lost Seal
17	3563,50	7822,00	6631,81	7819,16	32,40	Good Test
18	3564,00	-	-	7817,06	-	Lost Seal
19	3464,10	-	-	7836,50	-	Tight
20	3570,00	-	-	-	-	Tight
21	3576,00	-	6794,12	7849,84	1,80	Good Test
22	3576,50	7852,30	-	7849,30	-	Tight
23	3579,00	-	-	7849,60	0,03	Good Test
24	3580,00	7854,60	6794,80	7850,00	6,70	Ech n°1= Eau
25	3593,00	7894,60	-	7891,90	-	Tight

$P_r = 450,69 \text{ kg/cm}^2 @ -3100 \text{ m}$ en utilisant un gradient 0.065 kg/cm^2 .

$\Delta p = 84 \text{ kg/cm}^2$ sur la couche (SI) pendant le forage.

Tableau 6 : Résultats du DST du 08/02/2008 (SI)

Duse (mm)	24/64 et 32/64
Pression de tête (kg/cm ²) duse (24/64) mm	129.37
Pression de tête (kg/cm ²) duse (32/64) mm	100.19
Débit (m ³ /h) duse (24/64) mm	14.40
Débit (m ³ /h) duse (32/64) mm	20.00
Cote de mesure (m)	3200.39
Pression de fond dynamique (kg/cm ²)	312.76
Pression de fond Statique (kg/cm ²)	437.11

PFS = $437.11 \text{ kg/cm}^2 @ 3200.93 \text{ m}$ (cote de mesure) soit $445.82 \text{ kg/cm}^2 @ (-3100 \text{ m cote de ref})$ en utilisant un gradient de 0.065 kg/cm

9 Interprétation de SBU (short build up) du 04 au 12/03/2014:

Tableau 7 : pression et température de fond dynamiques

Profondeur (m)	PFD		GPD	TFD	GTD
	(Psi)	(kgf/cm ²)	(kgf/cm ² /m)	(°C)	(°C/100 m)
0	973.60	68.45	---	26.50	---
500	1327.00	93.30	0.05	45.09	3.717
1000	1724.00	121.21	0.06	59.20	2.622
1500	2162.00	152.00	0.06	69.32	2.225
2000	2628.00	184.77	0.07	80.70	2.276
2500	3089.00	217.18	0.06	89.55	1.770
3000	3539.00	248.82	0.06	97.21	1.531
3500	3952.00	277.85	0.06	104.65	1.488

Avec :

GTD : gradient de température dynamique

TFD : température de fond dynamique

PFD : pression de fond dynamique

GPD : gradient de pression dynamique

$GPD_{moy} = 0,060 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$.

$GTD_{moy} = 2,23 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$.

$PFD = 277,85 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$; soit $280,94 \text{ kgf/cm}^2 @ 3551,5 \text{ m}$ (cote mi-perforations), en utilisant un gradient moyen de $0,060 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$.

Tableau 8: Pression et température de fond statiques.

Profondeur	PFS		GPS	TFS	GTS
	(m)	(Psi)	(kgf/cm ²)	(kgf/cm ² /m)	(°C)
0	1819,00	127,89	---	28,656	---
500	2339,00	164,45	0,073	43,689	3,007
1000	2826,00	198,69	0,068	56,242	2,511
1500	3313,00	232,93	0,068	67,008	2,153
2000	3816,00	268,29	0,071	78,979	2,394
2500	4255,00	299,16	0,062	89,317	2,068
3000	4709,00	331,08	0,064	96,589	1,454
3500	5180,00	364,19	0,066	102,312	1,145

$GPS_{moy} = 0,068 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$

$GTS_{moy} = 2,103 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ m}$.

$PFS = 364,19 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$; soit $352,93 \text{ kgf/cm}^2 @ -3100 \text{ m}$ (cote de référence), en utilisant un gradient moyen de $0,068 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$.

Niveau statique : en surfa

10 Calcul de l'indice de productivité et du rendement de l'écoulement:

$P = 364,19 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$ (cote mesure) : pression de fond statique.

$PFD = 277,85 \text{ kgf/cm}^2 @ 3500 \text{ m}$ (cote mesure) : pression de fond dynamique.

$IP \text{ actuel} = Q_o / (PFS - PFD) = 4,038(\text{m}^3/\text{h}) / (364,19 - 277,85) (\text{kg/cm}^2) = 0,04677 [\text{m}^3/\text{hr}] / [\text{kg/cm}^2]$.

$IP \text{ idéal} = Q_o / (PFS - PFD - P_{skin}) = 4,038 / (364,19 - 277,85 - 52,65) = 0,1198 [\text{m}^3/\text{hr}] / [\text{kg/cm}^2]$.

$RE = IP \text{ actuel} / IP \text{ idéal} = 0,3904$; soit un rendement d'écoulement de 39,04

Tableau 9 : comparatif de l'évolution de la pression du réservoir

Types de mesures	Dates	Cotes de mesure(m) cote de réf	Pression de fond statique mesurée (kg/cm²)
MDT	01/12/2007	-3100,00	450,69
DST	08/02/2008	-3100,00	445,82
SBU	Du 04 au 12//03/2014	-3100,00	352,93

Comme le montre le tableau ci-dessus, on note une chute de pression d'environ 92,89 kg/cm² en l'espace de 8 mois depuis sa mise en service le 01/08/2013. [9]

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le problème de l'endommagement des réservoirs par les fluides de forage, de complétion et de "workover" et de son impact sur la production des puits pétroliers est souvent évoqué par les différents intervenants.

L'endommagement des drains traversés par filtration du fluide de forage ne peut être totalement évité à cause de la surpression nécessaire que doit exercer la colonne de boue sur le réservoir. Notre approche tentera non seulement d'appréhender l'impact des fluides de forage et des méthodes d'étude des processus d'endommagement des roches réservoirs, mais également l'incidence de cet endommagement sur la production pétrolière. Nous avons étudié le colmatage par les fluides de forage avec de l'évolution de l'endommagement.

Ce phénomène est étroitement lié à la nature de la roche et aux interactions fluides de forage-roche.

Les données présentés ci-dessus dans le chapitre V, ce sont des données réelles qui illustre un endommagement du réservoir causé par les fluides de forages et de complétions.

En se basant sur la fluctuation des paramètres suivants : skin, pressions et débits, nous pouvons déduire les commentaires suivants :

- La configuration du système Puits-Réservoir la plus appropriée à l'enregistrement de la remontée de pression du puits EAAN1 est celle d'un réservoir vertical, homogène, limité par deux intersection failles.
- De façon globale, la dérivée de pression illustre trois différentes périodes d'écoulement à savoir :
- **La première période :** Caractérisée par le WellBore Storage et le Skin. La capacité du puits est de $C = 0.072 \text{ m}^3/\text{bar}$, et une valeur du skin qui est égale à +19, qui indique l'endommagement important des abords du puits.
- **La deuxième période :** caractérisée par un écoulement radial qui apparait à environ 2hr de la fermeture du puits, avec une perméabilité moyenne du réservoir de 30,6 md, et une capacité d'écoulement de 459 md x m.

Conclusion Générale

- **La troisième période :** Indique que le réservoir est limité par deux failles intersectées de distances respectives $L1 = 328\text{m}$ et $L2 = 467\text{m}$. La présence de ces failles est très plausible vu que dans la carte sismique, indique la présence de deux failles au voisinage du puits.
- Pour ce qui est de la pression extrapolée (Pression moyenne du réservoir) elle est de $352,96\text{ kgf/cm}^2$, et la pression de fond statique est de $352,93\text{ kgf/cm}^2$, mesurées à la cote de référence (-3100m).

Suite à cette étude, nous pouvons recommander, la rigueur du choix du type de fluide de forage bien adéquat, afin d'éviter un endommagement causé par des parties solides très fines d'origine minérale et organiques (réducteurs de filtrats, viscosifiants, argiles...)

Références Bibliographiques

- [1] A .DADOUSH Division Forage « le fluid de forage »2005
- [2] Baker Hughes INTEQ Training & Development 2520 W.W. thorne houston, TX77073
United States of America.713-625-4415
- [3] Dr.Mehdi METAICHE Maître de Conférences « FORAGE TECHNIQUES ET
PROCEDES » Université de Bouira Octobre 2013
- [4] Hamon G, « Cours pétrophysiques », Avril 2009
- [5] James L Lummus and Jamal J Azar. Drilling uids optimization : a practical eld approach.
1986 systems».
- [6] Jean-Paul NGUYEN. Le forage édition TECHNIP, 1993.
- [7] Juergen SCHON : Physical proprieties of rocks fundamentals ans principales of
petrophysics.(2015)
- [8] **KHODJA Mohamed** , Filtration et Endommagement par les fluides de forage
(L'INTITULET DU DOCTORAT LE TITRE DE DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL
POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE), 2008
- [9] LARBI siham, BEN SGHIER chahinaze, 2014 Mémoire de fin d'étude, Université de Kasdi
Merbah.«Données (SH/DP/EP/service géologie, interventions sur puits, techniques puits),HBK
»(2014).
- [10] *M. K. SEFFOUH., C.* Contribution à l'étude de caractéristiques géologiques et pétrolières
du réservoir TAG de la région de haoud berkaoui (cas du champ de berkaoui)». Mémoire de fin
d'étude, Universite d'oran.(2009-2010)
- [11] **Mr. Mohamed Zinelabidine DOGHMANE**,Ingénieur Géophysique N2, Département
Evaluation des Réservoirs, OPE (Etude comparative entre l'utilisation OBM et WBM sur
l'évaluation des réservoirs).
- [12] P Bloomfield «Laboratory determination of wettability, capillary pressure»(MAY1993)
curves, pore entry pressure and relative permeabilities in immiscible phase-brine
- [13] Rapport Interne SH\DP\HBK, (Sonatrach / Division Production / Haoud Berkaoui).
- [14] Serge Beuf : Grés paléozoïque Inférieur au Sahara (LES) sédimentation et
discontinuités , évolution structurale d'un craton(1971)
- [15] Serra, O : Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 1 : Acquisition des
données diagraphiques. Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine.(1979)

[16] Serra, O., (1984) : Fundamentals of well log interpretation. *Edition Elsevier, Amesterdam*

[17] Sonatrach BHP Documents

[18] Technical Report: WD/93/24R, NERC copyright 1993 keyworth,
Nottinghamshire. British Geological Survey 1993, p.20-21-22.

Fred Growcock and Tim Harvey. Drilling Fluids Processing Handbook, 2005