

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier

Stimulation par acidification matricielle sur le champ de Ben Kahla de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Alia SALHI

Amira NAILI

Sous la direction de

M. Rezki AKKAL Maitre de Conférences A

Présenté et soutenu publiquement le : 20 Juin 2017

Composition du jury :

Président	M. Amar SEBAI	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur/Promoteur	M. Rezki AKKAL	M.C.A	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	M. Larouci CHANANE	M.A.A	Ecole Nationale Polytechnique

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier

Stimulation par acidification matricielle sur le champ de Ben Kahla de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Alia SALHI

Amira NAILI

Sous la direction de

M. Rezki AKKAL Maitre de Conférences A

Présenté et soutenu publiquement le : 20 Juin 2017

Composition du jury :

Président	M. Amar SEBAI	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur/Promoteur	M. Rezki AKKAL	M.C.A	Ecole Nationale Polytechnique
Examineur	M. Larouci CHANANE	M.A.A	Ecole Nationale Polytechnique

DEDICACES

Nous dédions ce mémoire à :

Nos parents qui ont œuvré pour que nous réussissions : par leur amour, leur soutien, les sacrifices consentis et leurs précieux conseils, pour toute leur assistance et présence dans notre vie, reçoivent à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de nos sentiments et de notre éternelle gratitude. Merci pour les nobles valeurs, l'éducation que vous nous avez prodiguées et le soutien permanent que vous nous avez apporté.

Alia & Amira

Mes frères et ma belle-sœur : Nabil, Khaled Mohsen et Hanene qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Mes nièces : Nadine et Line pour la joie et le bonheur qu'elles m'apportent.

Alia

Mes frères et ma sœur : Oussama, Seif-Eddine et Roula qui m'ont assisté dans ces moments difficiles et m'ont toujours soutenu.

Amira

A nos camarades de classe, nos ami(e)s et nos familles.

Alia & Amira

REMERCIEMENTS

Nous voudrions remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en prenant part à l'évaluation de ce projet, veuillez recevoir l'expression de notre gratitude et nos sincères remerciements.

Nous remercions également, Monsieur R. AKKAL d'avoir accepté la direction de ce travail, veuillez recevoir l'expression de notre gratitude.

Nous voudrions adresser, nos sincères remerciements à la division « EP » Engineering & Production de nous avoir accueilli au sein de leur unité et pour l'intérêt qu'ils nous ont accordé tout au long de notre stage, ainsi que pour leurs aide et précision.

Nous remercions en particulier, l'équipe du service « Technique Puits », qui nous a beaucoup aidé et qui a été disponible malgré leur plan de charge.

D'une façon générale, nous remercions tout le personnel de la société que nous avons rencontré au cours de ce stage pour leur coopération et leur accueil chaleureux.

الغرض من هذا المشروع الجاري في إطار نهاية الدراسة يتناول تأثير عملية acidizing أي "التفاعل الكيميائي بين بنية الخزان ونوعية الحمض المحقون" على انتاجية الآبار البترول المستثمر من طرف شركة "سوناتراك" في حوض بركاوي. هذا البحث يسعى لتحديد العائق الذي يشل تدفق النفط إلى سطح الارض بطريقة ممنهجة : بداية بتحديد المشكلة التي يتم التعرف عليها من خلال تفسير نتائج الاختبارات المختلفة , التي تساعد في تحديد العلاج المناسب تطبيقه على مستوى الخزان ، ثم التحقق من فعالية الحمض المستخدم في إطار علاج الآبار التسع للحوض المدروس.

Abstract

This project aims at studying the effects of the process of matrix acidizing : ‘chemical interaction between the reservoir formation and the injected acid’ on the productivity of oil wells operated by the company "SONATRACH" at Haoud Berkaoui. This research looks at what prevents the oil flow from the reservoir to the surface as follows: it starts by identifying the origin of the problem, which is known through the interpretation of the the results of the different tests, that determine its proper treatment in relation to which the performance of the injected acids is verified, in all nine wells of the visited site.

Key words : Stimulation, matrix acidizing, damage, well test, skin factor

Résumé

La finalité de notre projet de fin d'études est d'étudier l'effet de l'opération d'acidification matricielle ‘interaction chimique entre la formation du réservoir et l'acide injecté’ sur la productivité des puits de pétrole exploités par la société « SONATRACH » à Haoud Berkaoui, afin de cerner l'obstacle qui immobilise l'écoulement d'huile du réservoir à la surface. Un travail est entrepris de manière méthodique : il commence par l'identification de l'origine du problème qui est appréhendé par l'interprétation des résultats des différents tests effectués, qui permettent de lui définir le traitement approprié à lui appliquer, puis vérifier la performance des acides injectés dans le cadre du traitement réalisé sur les neufs puits du site visité.

Mots clés : Stimulation, acidification matricielle, endommagement, facteur skin

TABLE DES MATIERES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

LISTE DES ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE	15
1. APERCU SUR LA REGION DE HAUD BERKAOUI	19
1.1. Situation géographique	19
1.2. Les champs de la région	20
1.3. Etude du champ de Benkahla et structure géologique du réservoir.....	22
2. MECANISMES DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION	27
Introduction.....	27
2.1. Signification & localisation de l'endommagement	27
2.2. Origines et types d'endommagements.....	29
2.3. Identification de l'endommagement	35
2.4. Quantification de l'endommagement	36
2.4.1. Facteur Skin.....	39
2.4.2. Efficacité d'écoulement.....	41
3. STIMULATION	44
3.1. Notion de stimulation	44
3.2. Les différentes techniques de stimulation.....	45
3.2.1 Lavage aux solvants	45
3.2.2 La fracturation à l'acide	45
3.2.3 L'acidification matricielle	45
3.2.4 Fracturation hydraulique	45
3.3. Généralités sur le traitement par acidification	46
3.3.1. Informations nécessaires pour toute opération d'acidification	46
3.3.2. Les fluides de traitement	47

3.3.3.	Aperçu sur l'acidification des réservoirs gréseux	48
3.3.4.	Principaux acides utilisés au niveau du site visité.....	53
3.3.5.	Autres types d'acides	55
3.3.6.	Les additifs utilisés.....	56
3.4.	Design & process de l'opération d'acidification	57
3.4.1.	Méthodologie de sélection des puits à l'acidification	57
3.4.2.	Choix du type d'acide	58
3.4.3.	Tests au laboratoire d'un projet d'acidification	59
3.5.	Mise en place & logistique et les différentes étapes d'un traitement à l'acide.....	61
4.	ANALYSE ET EVALUATION DES RESULTATS	67
	Introduction.....	67
4.1.	Puits BKHE1	68
4.1.1.	Données du puits et du réservoir	68
4.1.2.	Historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits ...	69
4.1.3.	Opérations exécutées sur le puits BKHE1	70
4.1.4.	Types d'endommagement	80
4.1.5.	Traitement préconisé	80
4.1.6.	Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	81
4.1.7.	Exécution de l'opération d'acidification	82
4.1.8.	Analyse des résultats	84
4.2.	Puits BKHE5	87
4.2.1.	Données du puits et du réservoir	87
4.2.2.	Opérations exécutées sur le puits BKHE 5	88
4.2.3.	Type d'endommagement.....	90
4.2.4.	Traitement preconisé	90
4.2.5.	Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	90
4.2.6.	Exécution de l'opération	90

4.2.6. Analyse des résultats	92
4.3. Puits OKS25	93
4.3.1. Données du puits et du réservoir	93
4.3.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 25	93
4.3.3. Types d'endommagement	100
4.3.4. Traitement preconisé	100
4.3.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	100
4.3.6. Analyse des résultats	101
4.4. Puits OKS27	102
4.4.1. Données du puits et du réservoir	102
4.4.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 27	102
4.4.3. Types d'endommagement	105
4.4.4. Traitement preconisé	106
4.4.5. Calculs nécessaires à toute operation d'acidification.....	106
4.4.6. Analyse des résultats	106
4.5. Puits OKS 30	107
4.5.1. Données du puits et du réservoir	107
4.5.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 30	108
4.5.3. Type d'endommagement.....	111
4.5.4. Traitement preconisé	111
4.5.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	112
4.5.6. Analyse des resultats	112
4.6. Puits OKS32	113
4.6.1. Données du puits et du réservoir	113
4.6.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 32	113
4.6.3. Type d'endommagement.....	117
4.6.4. Traitement preconisé	117

4.6.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	117
4.6.6. Analyse des résultats	117
4.7. Puits OKS 51	119
4.7.1. Données du puits et du réservoir	119
4.7.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 51	120
4.7.3. Type d'endommagement.....	121
4.7.4. Traitement préconisé	121
4.7.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	122
4.7.6. Analyse des résultats	122
4.8. Puits OKS 54	123
4.8.1. Données du puits et du réservoir	123
4.8.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 54	123
4.8.3. Type d'endommagement.....	128
4.8.4. Traitement préconisé	128
4.8.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	129
4.8.6. Analyse des résultats	129
4.9. Puits OKT17	130
4.9.1. Données du puits et du réservoir	130
4.9.2. Type d'endommagement.....	130
4.9.3. Traitement préconisé	131
4.9.4. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification.....	131
4.9.5. Analyse des résultats	131
CONCLUSION GENERALE.....	133
RECOMMANDATIONS	135
BIBLIOGRAPHIE.....	136
ANNEXES.....	138

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1 : Caractéristiques pétro-physiques des trois champs	22
Tableau 2-1: Principales composants des fines particules et argiles	30
Tableau 4-1 : Données du puits et du réservoir	68
Tableau 4-2 : Résultats du jaugeage	71
Tableau 4-3 : Contrôle WL, TS à 3447 m	72
Tableau 4-4 : Résultats de la mesure PLT	73
Tableau 4-5 : Pression et température de fond dynamique.....	75
Tableau 4-6 : Pression et température de fond statique	76
Tableau 4-7 : Evolution des pressions	77
Tableau 4-8 : Résultats de l'interprétation « SBU »	78
Tableau 4-9 : Comportement du puits avant et après stimulation	85
Tableau 4-10 : Comparaison entre les paramètres du puits avant et après stimulation	86
Tableau 4-11 : Données du puits et du réservoir	87
Tableau 4-12 : Test de jaugeage	88
Tableau 4-13 : Paramètres enregistrés au niveau de la station de contrôle	88
Tableau 4-14 : Paramètres enregistrés au niveau des stations N1 et N2	89
Tableau 4-15 : Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir).....	89
Tableau 4-16 : Participation des intervalles par phase (Conditions Surface)	89
Tableau 4-17 : Résultat de l'opération d'acidification	92
Tableau 4-18 : Résultats de la diaggraphie de forage	93
Tableau 4-19 : Résultats du jaugeage	94
Tableau 4-20 : Contrôle WL	95
Tableau 4-21 : Résultats de la mesure PLT	96
Tableau 4-22 : Pression et température de fond dynamique.....	97
Tableau 4-23 : Pression et température de fond statique	98
Tableau 4-24 : Résultats de l'interprétation « SBU »	99
Tableau 4-25 : Comportement du puits avant et après stimulation	101
Tableau 4-26 : Résultats de la diaggraphie de forage	102
Tableau 4-27 : Résultats de la mesure PLT	103
Tableau 4-28 : Pression et température de fond dynamique.....	103
Tableau 4-29 : Pression et température de fond statique	104
Tableau 4-30 : Résultats de l'interprétation « SBU »	105

Tableau 4-31 : Comportement du puits avant et après stimulation	106
Tableau 4-32 : Résultats de la diagraphie de forage	107
Tableau 4-33 : Résultats du dernier jaugeage	108
Tableau 4-34 : Participation des intervalles par phase.....	108
Tableau 4-35 : Pression et température de fond dynamique.....	109
Tableau 4-36 : Pression et température de fond statique	110
Tableau 4-37 : Résultats de l'interprétation « SBU »	111
Tableau 4-38 : Comportement du puits avant et après stimulation	112
Tableau 4-39 : Interprétation de la diagraphie de forage	113
Tableau 4-40 : Résultat du jaugeage	114
Tableau 4-41 : Pression et température de fond dynamique.....	114
Tableau 4-42 : Pression et température de fond statique	115
Tableau 4-43 : Comportement du puits avant et après acidification	118
Tableau 4-44 : Données du puits et du réservoir	119
Tableau 4-45 : Résultats du jaugeage	120
Tableau 4-46 : Participation des intervalles par phase.....	121
Tableau 4-47 : Comportement du puits	122
Tableau 4-48 : Résultats diagraphie de forage.....	123
Tableau 4-49 : Résultats de jaugeage.....	124
Tableau 4-50 : Pression et température de fond dynamique.....	126
Tableau 4-51 : Pression et température de fond statique	127
Tableau 4-52 : Résultats de l'interprétation « SBU »	128
Tableau 4-53 : Comportement du puits avant et après stimulation	129
Tableau 4-54 : Données du puits et du réservoir	130
Tableau 4-55 : Comportement du puits	132

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui	19
Figure 1-2 : Plan des principaux champs de Haoud Berkaoui.....	20
Figure 1-3 : Situation Géographique du champ Ben Kahla.....	23
Figure 1-4 : Coupe lithographique du champ de Haoud Berkaoui	25
Figure 2-1 : Localisation des différents types d'endommagement (réservoir stimulation)...	28
Figure 2-2 : Les zones endommagées	29
Figure 2-3 : Migration des fines particules	30
Figure 2-4 : Gonflement des argiles.....	31
Figure 2-5:Section mince d'un dépôt matriciel en couches	32
Figure 2-6 : Principe de fonctionnement d'un essai de puits.....	36
Figure 2-7 : Evolution de la pression de fond (cas du puits théorique)	38
Figure 2-8 : Evolution de la pression de fond (Cas du puits endommagé).....	39
Figure 2-9 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.....	40
Figure 2-10 : Skin positif	41
Figure 2-11 : Skin négatif	41
Figure 3-1 : Effet de la stimulation	44
Figure 3-2 : constituants typiques de grés.....	49
Figure 4-1 : Situation géographique du puits BKHE1	68
Figure 4-2 : Evolution de la production de l'année 1999 à 2014	69
Figure 4-3 : Evolution de la pression en tête et de pipe.....	71
Figure 4-4 : Evolution du débit de gaz et d'huile	72
Figure 4-5 : Evolution de la température en fonction des différents niveaux de la couche productive.....	74
Figure 4-6 : Evolution de la pression et de la température de fond dynamique	75
Figure 4-7 : Evolution de la pression et température de fond statique	76
Figure 4-8 : Evolution des pressions.....	77
Figure 4-9 : Situation géographique du puits OKS 25.....	93
Figure 4-10 : Evolution de la Pression en tête et pipe	94
Figure 4-11 : Evolution du débit d'huile et gaz.....	95
Figure 4-12 : Evolution de la température en fonction des différentes couches de la zone productive.....	97
Figure 4-13 : Evolution de la Pression et de la température de fond dynamique	98

Figure 4-14 : Evolution de la Pression et de la température de fond statique	99
Figure 4-15 : Situation géographique du puits OKS27	102
Figure 4-16 : Evolution de la pression et température de fond dynamique	104
Figure 4-17 : Situation géographique du puits.....	107
Figure 4-18 : Evolution de la pression et température de fond dynamique	109
Figure 4-19 : Evolution de la pression et température de fond statique	110
Figure 4-20 : Situation géographique du puits OKS 32.....	113
Figure 4-21 : Evolution de la pression et de la température de fond dynamique	115
Figure 4-22 : Evolution de la pression et de la température de fond statique.....	116
Figure 4-23 : Situation géographique du puits OKS 51.....	119
Figure 4-24 : Evolution du débit d'huile et de gaz	120
Figure 4-25 : Situation géographique du puits OKS54.....	123
Figure 4-26 : Evolution de la pression en tête et de pipe.....	124
Figure 4-27 : Evolution du débit d'huile et de gaz	125
Figure 4-28 : Evolution de la pression et température de fond dynamique	126
Figure 4-29 : Evolution de la pression et température de fond statique	127
Figure 4-30 : Situation géographique du puits OKT 17	130

LISTE DES ABREVIATIONS

HBK : Haoud Berkaoui	Qo : Débit d'huile
h : Hauteur	Qg: Débit de gaz
Pwf : Pression dans le puits	WOR : Water Oil Ration
P _G : Pression de gisement	GOR : Gradient Oil Ration
k : Perméabilité	Vsh : Volume moyen d'argile
IP : Indice de productivité	Sw : Saturation en eau
RE : Rendement d'écoulement	PFD : Pression de fond dynamique
r _w : Rayon du puits	TFD : Température de fond dynamique
r _i : Rayon de drainage.	PFS : Pression de fond statique
μ : Viscosité d'huile (cp)	TFS: Température de fond statique
m : Pente	C : Capacité de puits
S: Skin	CTU(CT) : Coiled tubing
B :Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).	P _r : Pression du réservoir
SBU : Short build up	PLT : Production Logging Tool
LBU : Long build up	Φ : Porosité
Q _F : débit en condition de fond	BKHE : Ben Kahla Est
r _p : Rayon de puits endommagé	Vt : Volume d'acide à injecter
q _i : Débit d'injection de l'acide	P _(r,t) : Pression de gisement à une distance r et à l'instant t
PVT : Pression, Volume et Température	t : Temp
E _i : Fonction exponentielle intégrale	k _i : Perméabilité initiale
k _e : Perméabilité aux abords du puits	r _s : rayon de la zone endommagée
k _s : Perméabilité de la zone endommagée	ΔPs : Chute de la pression
Pw : Pression du puits	KH: la capacité d'écoulement (md.ft).
q : Débit entre le puits et la formation	H _{mi perfos} : Hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
G _f : Le gradient de fracturation(psi/ft)	P1hr : Pression à la 1ere heure
P _{frac} : Pression de fracturation	Pt : Pression en tête
Pp : Pression pipe	SI : Série Inférieure
ΔPskin : Perte de charge due au Skin	PPH : Puits producteur d'huile
TS : Top Sédiment	EP : Essai de puits
EP : Engineering & Production	SH : SONATRACH
DP: Division Production	
ΔP _{sécurité} : la marge de sécurité (psi)	

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Beaucoup d'anomalies sont rencontrées lors de l'exploitation des gisements pétroliers, nous nous intéressons dans ce travail aux problèmes liés à la productivité des puits. Dans un champ pétrolifère, plusieurs puits sont forés, et produisent à partir des roches-réservoirs. Lorsqu'un puits ne produit pas de façon optimale, il est sélectionné comme puits candidat à la stimulation afin d'augmenter sa productivité. Le processus de sélection consiste à identifier des puits à faible productivité par rapport à leurs potentiels de production, puis à évaluer les problèmes mécaniques possibles dans ces puits. Au constat d'une productivité altérée et le diagnostic de la cause de déficience des puits, ces derniers sont sélectionnés pour la stimulation matricielle (Thomas et Milne, 1995).

En général la faible productivité des puits est attribuée aux endommagements induits par les opérations de forage ou les propriétés pétro-physiques de la formation du réservoir qui peuvent varier naturellement. Une technique de stimulation par acidification des matrices est utilisée pour surmonter cet endommagement de la formation (lié à la liaison couche-trou) provoqués par les facteurs suscités et ainsi améliorer la performance des puits pétroliers. A cet effet, des acides sont injectés dans la roche à une pression inférieure à celle de la fracturation.

En 1896 « Standard Oil » a breveté l'injection de l'HCl dans les réservoirs Carbonatés. Cette technique, qui a été réalisée en 1895 par « Ohio Oil Company », a donné de meilleurs résultats en matière de productivité des puits, cependant la substance injectée a corrodé le tubage (well casing), ce qui a entraîné l'arrêt de cette technique pendant plus de 30 ans. En 1931 Dr John Grebe « Chemical Dow Company » a découvert que l'arsenic inhibe l'action de l'HCl sur le métal, et a établi une première procédure d'acidification, en obtenant des résultats spectaculaires. Depuis cette découverte, l'intérêt a été de nouveau porté à l'acidification.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier l'effet des différents fluides acidifiants utilisés dans les puits sélectionnés comme candidats à l'amélioration de la productivité ainsi que la remise en état initial de la perméabilité du gisement pétrolier de Haoud Berkaoui. Ce mémoire comporte quatre (04) chapitres présentés comme suit :

- Premier chapitre : Aperçu sur la région de Haoud Berkaoui
- Second chapitre : Explication du problème d'endommagement

- Troisième chapitre : Stimulation
- Quatrième chapitre : Analyse et évaluation des résultats

PARTIE 1

Théorique

Chapitre 1

Aperçu sur la région de Haoud

Berkaoui

1. APERCU SUR LA REGION DE HAUD BERKAOUI

1.1.Situation géographique

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya Nord, qui se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, et représente une des principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 km au Sud-Est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km au Sud-Ouest de la ville de Ouargla. Elle s'étend du Sud-Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhazana près de la route de Touggourt (Données SH/DP/EP/service géologie) (Figure 1-1).



Figure 1-1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui

1.2. Les champs de la région

La région de Haoud-Berkaoui représente l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de quatre champs principaux (Berkaoui, Ben Kahla, Guellala, Benkahla Est) et des petites structures de la périphérie (Figure 1-2). Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont : (Données SH/DP/EP/service géologie)

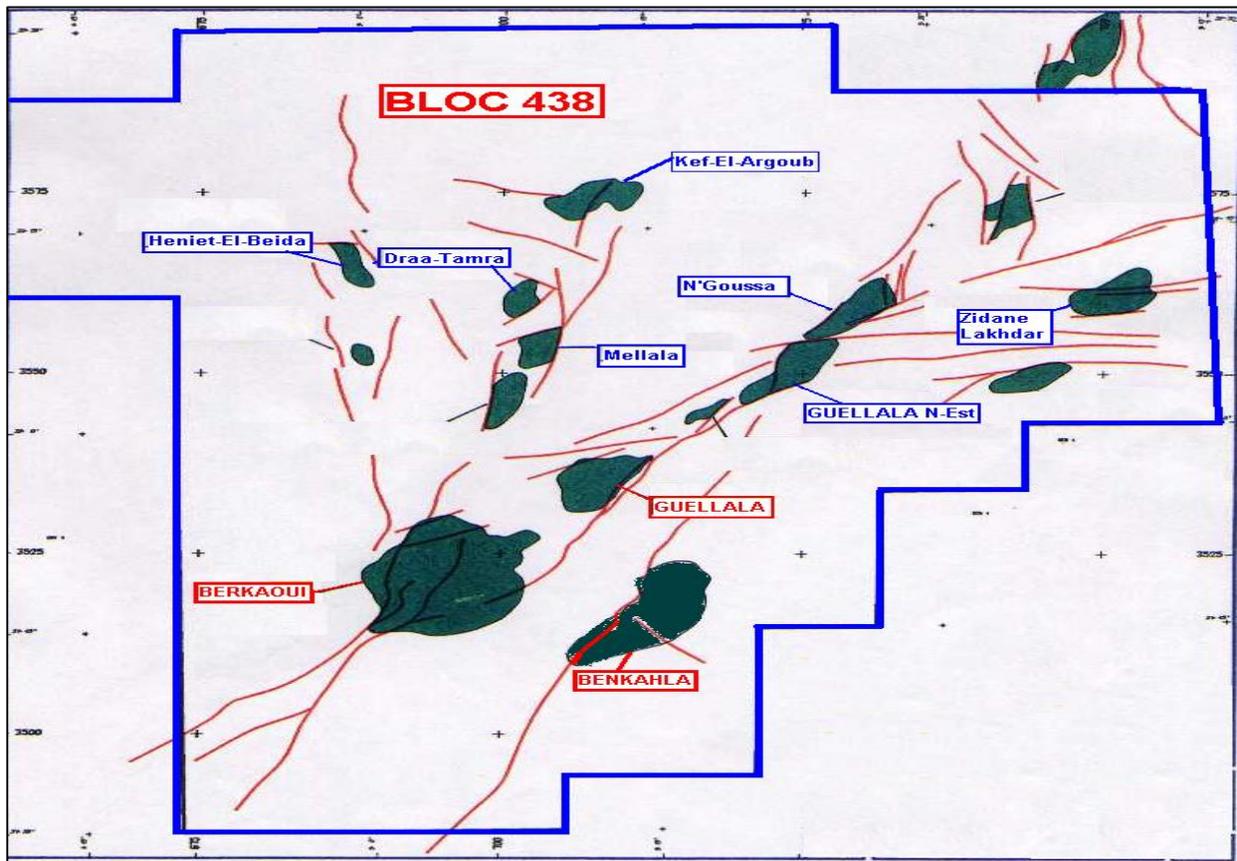


Figure 1-2 : Plan des principaux champs de Haoud Berkaoui

A. Champ de Haoud Berkaoui

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 km², à une altitude de 220 m. Il a été découvert en mars 1965 par la CFP (Compagnie Française du Pétrole Algérien) par le forage nommé OK#101. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967. La profondeur moyenne de ce puits est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidé

par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz lift. Les puits de ce champ sont dénommés : HBK, OKN, OKM, OKJ.

B. Champ de Benkahla

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², à une altitude de 209 m, et a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Il a été mis en production le 02 mai 1967. La profondeur moyenne de ce puits est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidé par l'injection d'eau et le gaz lift pour le maintien de pression. Les différents puits exploités de ce champs sont dénommés: OKP, OKS, OKO, OKT.

C. Champ de Guellala

Le gisement de Guellala s'étend sur une superficie de 35 Km², à une altitude de 198 m. Il a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage GLA#01 et a été mis en production en février 1973. La profondeur moyenne de ce puits est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par sa propre pression de réservoir, aidé par l'injection d'eau et le gaz lift pour le maintien de pression. Les puits de ce champ ont pour appellation : GLA.

D. Champ de Benkahla Est

Le champ de Benkahla Est est un champ d'huile, plusieurs puits ont été forés dans ce champ. Le puits BKHE 1 est foré en 1990 et mis en production le 25/10/1991. Ce champ constitue une extension du champ de Benkahla et serait exploité selon les mêmes modalités et conditions. La production est acheminée vers le centre de Ben Kahla.

Les caractéristiques pétro-physiques des trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1-1 : Caractéristiques pétro-physiques des trois champs

Caractéristiques	Haoud Berkaoui	Ben Kahla	Guellala
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation en eau moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

1.3. Etude du champ de Benkahla et structure géologique du réservoir

Le gisement de Ben Kahla se situe dans la dépression de l'Oued Mya, très exactement au centre de la province triasique. La dépression de Oued Mya est limitée au Nord-est par le sillon Melhrir, au Nord-Ouest par le sillon de Benoud, au Sud par le bassin de Mouydir et le Mole d'Amgrid-El Biod. A l'Est, elle est limitée par la dépression de dahar et à l'Ouest par le Bassin de Timimoun et la voûte d'Allal (Données SH/DP/EP/service géologie). (Figure 1-3)

Dans la région de Ben Kahla le réservoir triasique argilo-gréseux représente les niveaux suivants (Voir figure 1-3) :

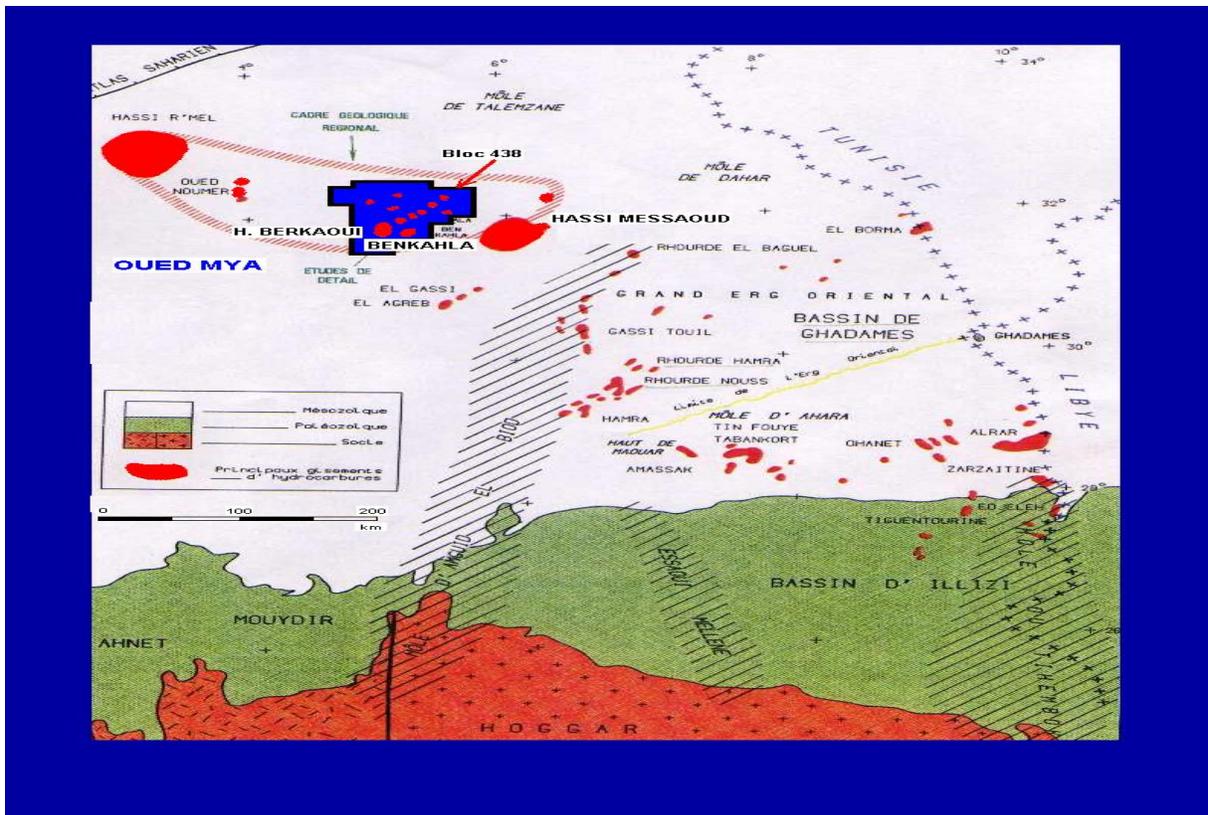


Figure 1-3 : Situation Géographique du champ Ben Kahla

- **La série inférieure**

Reposant en discordance sur le substratum paléozoïque, elle constitue le principal réservoir des gisements de Haoud Berkaoui, Guellala, Ben Kahla et d'une grande partie du bloc 438 reprise dans la figure 2. Cette série géologique est constituée d'alternances de grès grossiers à la base, de grès moyens à fins, de grès fins à très fins au sommet, à ciment carbonaté et siliceux et à fréquents niveaux conglomératiques constitués de galets d'argile grise et d'argile brun rouge et verte, parfois gris vert, piteuse à la base, de taille centimétrique rarement décimétrique.

Cette série est généralement ordonnée en séquences sédimentaires d'ordre décimétriques à métriques, allant du plus grossier à la base au plus fin au sommet. Les argiles tantôt vertes au sommet, tantôt grises, sont de l'ordre de centimètre et finement laminées.

- **La série éruptive**

Cette série se développe entre le toit de la série inférieure et le mur de l'argilo-gréseux du Trias T1. Son développement maximal est centré sur le bloc 438 (figure 2) où l'épaisseur atteint

143 m à Guellala, 0 à 80 m à Benkahla, et enfin 0 à 70 m à Haoud Berkaoui. Il s'agit de la superposition de différentes coulées de basaltes, et localement de leurs équivalents latéraux, en particulier des argiles à cinérites de 1 à 5 m d'épaisseur, ou des faciès d'altération. On note l'absence T1.

- **Le Trias gréseux T2**

L'unité T2 correspond à la dernière séquence détritique du Trias, gréseuse à la base avec un grès fin de couleur brun rouge, feldspathique, argilo- dolomitique, salifère et argilo-silteux au sommet, avec une argile de teinte brun rouge (Figure 1-4).

Les faciès du T2 sont encore plus fins et plus silteux que ceux du T1, et montrent une nette évolution de la séquence vers les dépôts du Trias argileux et salifère sus-jacents. Bien que les grés de base soient assez bien développés, surtout en direction du Nord-Ouest. Ces grés sont sans intérêt notable à l'échelle de toute la zone pour le réservoir, bien que l'huile n'a été produite qu'à partir du T2 et que sur deux (2) forages, notamment OKJ21 sur Haoud Berkaoui et NGS1 sur la structure du N'Goussa, avec des débits de l'ordre de 4 m³/h. (Données SH/DP/EP/service géologie)

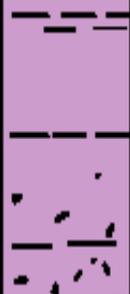
Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal. de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Basalte brun rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
3600		GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure 1-4 : Coupe lithographique du champ de Haoud Berkaoui

Chapitre 2

Mécanismes de l'endommagement de la formation

2. MECANISMES DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION

Introduction

Dans le domaine du « Réservoir Engineering », l'endommagement de la formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes. 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 (Thèse R.AKKAL).

2.1. Signification & localisation de l'endommagement

C'est une détérioration de la formation, due à l'altération de la perméabilité du réservoir autour du puits. Elle se rapporte simplement à la diminution de la perméabilité qui se produit autour du puits de forage d'un réservoir et implique l'immobilisation de l'écoulement des fluides des réservoirs vers les puits. L'endommagement nuit aux caractéristiques de la formation, ce qui entraîne une production ou une injection faible ou nulle. Cette diminution de production se rencontre dans différentes zones distinctes. (Okotie Sylvester, 2015) (Figure 2-1).

A. Au fond des puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués de sédiments d'origine diverse (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes) (Moore E.W, 1965). (Figure 2-2).

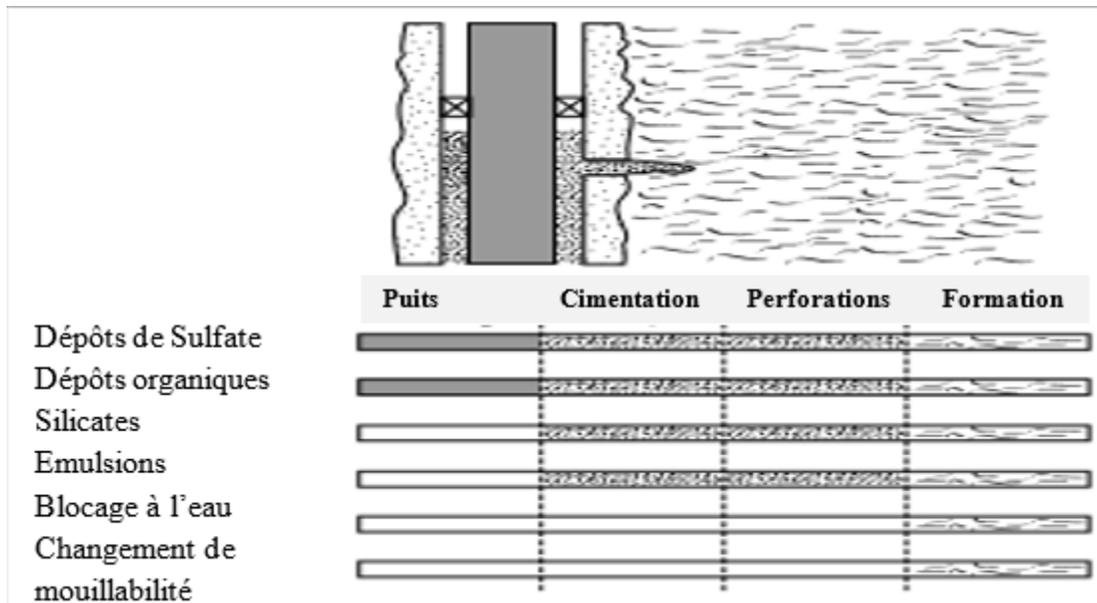


Figure 2-1 : Localisation des différents types d'endommagement (réservoir stimulation)

B. Sur les parois des puits

Cake externe : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposés lors du forage de la paroi du trou, ce cake consolide les parois des puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides (Schlumberger, 2001). (Figure 2-2).

C. Aux abords des puits

Cake interne : Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats des puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. (Figure 2-2).

D. Accumulation de particules

Divers types de particules organiques résultants des modifications des conditions thermodynamiques, liées à la production, peuvent être la cause du colmatage du réservoir. (Figure 2-2).

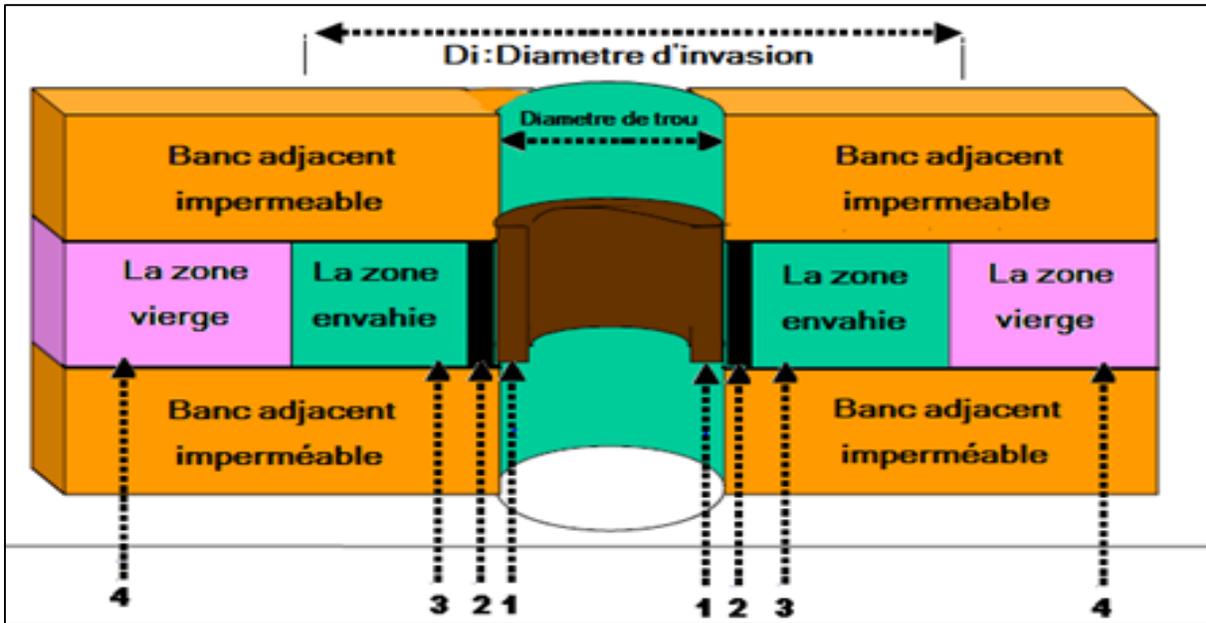


Figure 2-2 : Les zones endommagées

1 : Cake externe, 2 : Cake interne, 3 : La zone envahie, 4 : La zone vierge

2.2. Origines et types d'endommagements

L'endommagement de la formation peut-être dû à la nature de la formation ou provoqué par les opérations appliquées sur les puits. En outre certains endommagements induits, peuvent déclencher des mécanismes d'endommagements naturels. Le choix de la technique de traitement va découler du diagnostic de l'origine ainsi que du type de formation. (Schlumberger, 2001)

A. Endommagement naturel

a. Migration des fines particules

les particules en suspension dans le fluide traversent les pores, migrent vers les puits de forage et réduisent la productivité des puits, en obstruant les pores. Ces particules nuisibles qui proviennent de la roche réservoir peuvent être de différents matériaux (Tableau 2-1): des agrégats, des limons (alluminosilicates), ainsi que les kaolinites et illites qui sont les particules qui migrent le plus. (Figure 2-3).

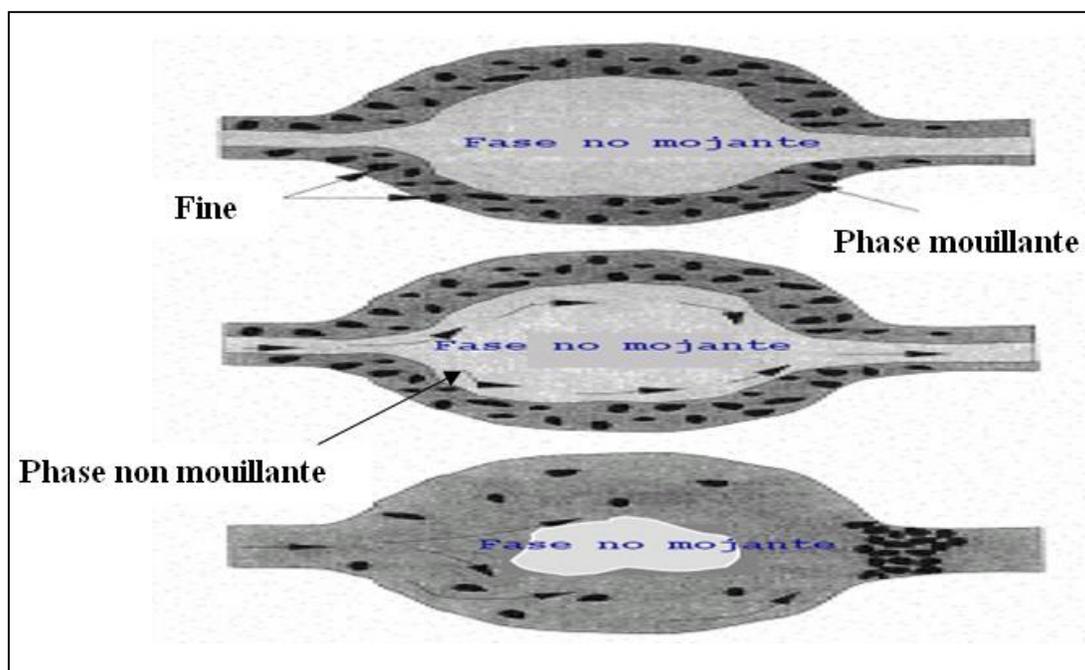


Figure 2-3 : Migration des fines particules

Tableau 2-1: Principales composants des fines particules et argiles

minéralogie des particules	Composants	Surface (m ² /g)
Quartz	SiO ₂	<10 ⁻⁵
Feldspaths et Plagioclase	Si, Al, O, K, Na, Ca	Few
Kaolinite	Al, Si, O, H	15-30
Chlorite	Mg, Fe, Al, Si, O, H	60
Illite	K, Al, Si, O, H	113
Smectite (Montmorillonite)	Na, Mg, Ca, Al, Si, O, H	82

b. Gonflement des argiles :

La variation de la perméabilité dans la formation résulte de l'altération de l'argile (gonflement) due aux échanges d'ions ou de l'abaissement de la salinité en dessous de la concentration critique. Les argiles les plus propices à cette modification sont les smectites et smectites mélangées, car ils peuvent absorber plusieurs fois leurs masses en eau. Ce gonflement réduit la perméabilité de la formation en occupant le volume des pores, et créé une barrière imperméable à l'écoulement. (Figure 2-4).

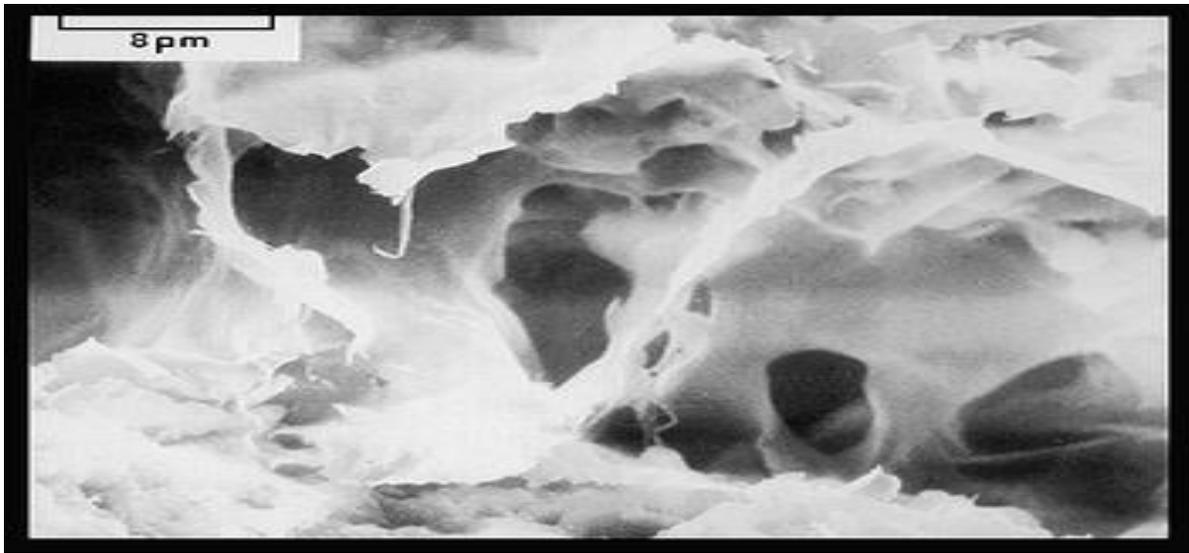


Figure 2-4 : Gonflement des argiles

c. Dépôts organiques

Ce sont des hydrocarbures lourds (paraffines et asphaltènes) qui se précipitent lors d'une chute de pression ou de température et sont une forme de distillation. Ils sont localisés dans le tubing, les perforations ou la formation. Bien que les mécanismes qui favorisent la formation de ces dépôts soient nombreux et complexes, le principal mécanisme est le changement de température et de pression dans le système d'écoulement. (Figure 2-5). Le refroidissement du puits de forage par un traitement avec des fluides froids a un effet prononcé sur la formation de ces derniers.

- **Les paraffines**

apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température, par exemple lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle du fond du puits. Le seul moyen de dissoudre la paraffine est d'élever la température.

- **Les asphaltènes**

sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides aux pH extrêmes. Un moyen de limiter ce dépôt est d'utiliser des solvants aromatiques tels que le xylène.

d. Dépôts de sels

Créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations même du tubing de production. Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par le nettoyage de fond. (Figure 2-5)

e. Dépôts de sulfates

Ce sont les dépôts les plus courants et difficiles à éliminer. Ils sont solubles dans l'eau des produits chimiques, ils se précipitent hors de la solution, ce phénomène est causé par la variation de la température, de la pression ou par le mélange d'eaux incompatibles. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Ces dépôts sont influencés par n'importe quels paramètres déséquilibrant l'eau : Chute de pression, variation de température, gaz dissous, viscosité du fluide. Les plus courants sont : Sulfate de Barium (BaSO_4), Sulfate de Calcium (CaSO_4), Sulfate de Strontium (SrSO_4), et aussi des dépôts de Fer, Chlorure et Sillica. Pour éviter ou réduire ces dépôts, un produit est injecté « SulfaStim ».

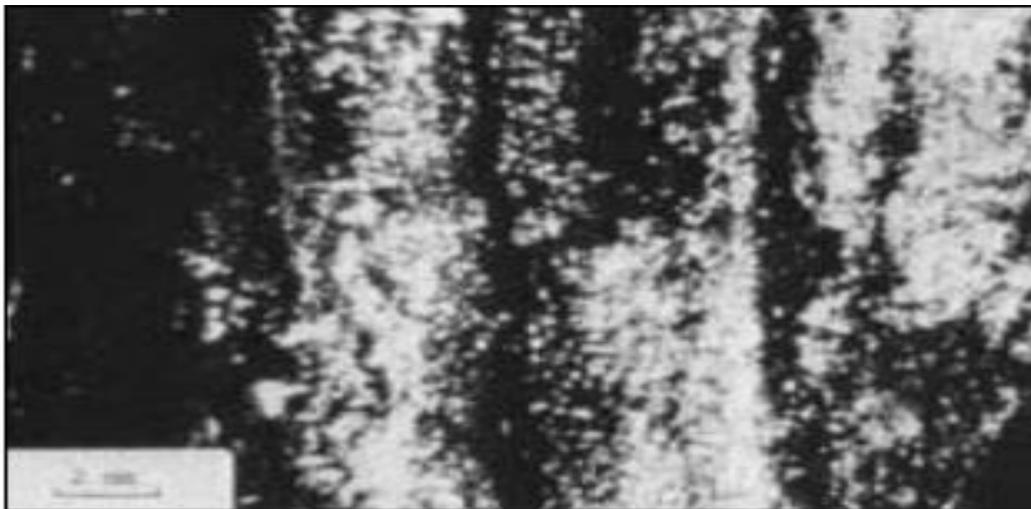


Figure 2-5:Section mince d'un dépôt matriciel en couches

Les couches noires sont des dépôts organiques, et les couches claires (blanches) sont des écaillés inorganiques principalement d'halite (NaCl).

B. Endommagements dûs aux opérations exécutées sur les puits

a. Forage, work-over et Snubbing (Maintenances)

Colmatage des perforations : En plus d'une migration naturelle de fines particules, d'autres s'introduisent dans la formation durant les opérations de Work-Over et Snubbing, et forment un filtrat cake. (Schlumberger, 1999)

Altération de la mouillabilité : Proviens de l'interaction entre la formation et les différents types de fluides utilisés dans les opérations de forage, et elle est causée par les tensioactifs et autres additifs ajoutés lors du forage. La formation devient mouillable à l'eau, ce qui diminue la perméabilité relative de la roche.

Formation d'émulsion : Une émulsion est un mélange de deux substances liquides. Ce sont toujours deux liquides qui en situation normale sont non miscibles (ne se mélangent pas), comme l'eau et l'huile, mais qui vont par des opérations spécifiques (agitation, mélange, ajout de quelques principes actifs) réussir à avoir un aspect macroscopiquement homogène, mais microscopiquement hétérogène. L'une des substances sera donc dispersée dans la seconde substance sous forme de petites gouttelettes. L'émulsion est donc la combinaison de deux ou plusieurs fluides immiscibles qui ne se dispersent pas moléculairement. Les fluides injectés dans le puits où les filtrats de fluide utilisés lors des opérations de traitement se mélangent avec le fluide du réservoir pour former des émulsions.

Water Block : Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par une élévation de la saturation en eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Cet obstacle se produit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux de chantier (work over, snubbing) ou bien pendant la production avec un WOR (Water Oil Ratio) élevé. (R.F, 1986)

Bactéries : Les bactéries se cultivent dans différents environnements et conditions : (Température, pH, Salinité, Pression). Les bactéries pétrolifères les plus gênantes sont les bactéries réductrices des sulfates (Sulfate-reducing bacteria) qui sont des bactéries pouvant obtenir de l'énergie en oxydant des composés organiques ou de l'hydrogène moléculaire (H_2) tout en réduisant le sulfate (SO_4^{2-}) au sulfure d'hydrogène (H_2S), l'accumulation de ces bactéries

entraînent la corrosion de l'acier, dont la réaction est plus rapide en présence du Sulfure d'Hydrogène. Les bactéries oxydantes du fer (iron-oxidizing bacteria) convertissent le Fe^{2+} en Fe^{3+} , produisent une gélatine d'Hydroxyde de fer insoluble. Elles entraînent une corrosion, mais surtout couvrent et protègent les bactéries de sulfates des attaques, et les bactéries qui attaquent les polymères. Toutes ces bactéries peuvent être contrôlées par l'application d'une variété de biocides.

b. Perforation

Elle entraîne la formation d'un filtrat cake dans les perforations des parois causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

c. Cimentation du liner

Le filtrat de ciment envahit la matrice, causant ainsi un endommagement.

d. Stimulation

- Sludges: C'est un mécanisme d'endommagement causé par l'opération d'acidification. La formation des sludges : ce sont des émulsions visqueuses produites par la réaction entre l'huile à l'état brut et les acides inorganiques (Moore et al, 1965 ; Houchin et al, 1990). Certains additifs acides contribuent également à la formation des sludges.
- Lors d'une acidification, l'endommagement est causé par l'effet secondaire de l'acide sur le puits, si ce dernier n'est pas évacué à temps, et il engendre le dépôt des asphaltènes.
- Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut-être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement. (Houchin L.R, 1986)

e. Injection d'eau

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien ajusté et contrôlé (Water Block).
- Blocage par des dépôts de sulfates dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

2.3. Identification de l'endommagement

Les phénomènes d'endommagement de la roche réservoir sont toujours accompagnés d'une perte de productivité du puits de pétrole ou de gaz. Par conséquent, il est essentiel de développer des méthodes expérimentales et même analytiques pour comprendre et prévenir ou du moins contrôler ces phénomènes. Les démarches entreprises par les pétroliers sont les suivantes :

A. Echantillonnage et analyse 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 nécessite une sélection des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents. (Schlumberger, 1999)

- **Echantillon du réservoir** : Il est nécessaire de disposer d'échantillons valables de terrain, par carottage, même si certains sont ensuite réduits en poudre pour des raisons expérimentales (compatibilité de la roche avec les différents fluides,...).
- **Echantillon des effluents** : De nombreuses causes de colmatage ont comme origine: émulsions, sludges, 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.

B. Historique du puits

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

C. Essais de puits

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une diminution de la production des réservoirs est enregistrée. L'opération consiste à faire varier le débit du puits, cette variation provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir (Figure 2-6). La mesure de l'évolution de ce paramètre en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le

réservoir et le puits, (évolution de la pression statique, perméabilité vierge, indice de productivité et rendement de l'écoulement) dont la connaissance est primordiale pour identifier le type et l'origine d'endommagement. Toutefois, l'essai de puits est employé également comme outil d'évaluation de l'endommagement. (G.bourdot, 1996)

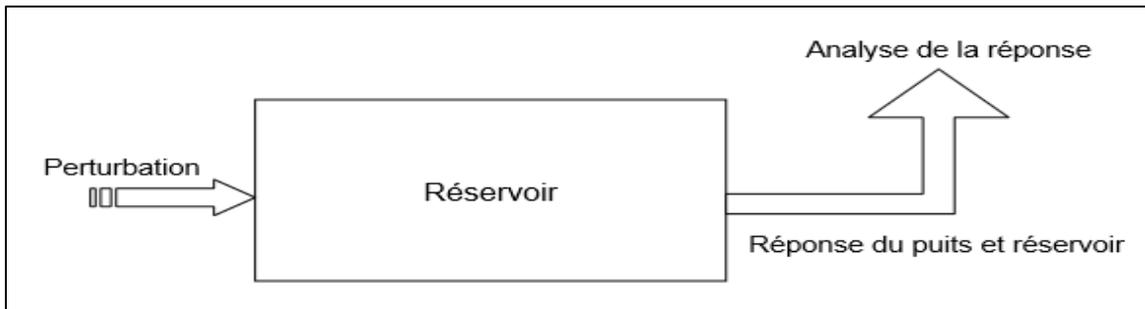


Figure 2-6 : Principe de fonctionnement d'un essai de puits

D. Diagraphies de production (PLT « Production Logging Tools »)

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de connaître la participation de chaque banc perforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

2.4. Quantification de l'endommagement

Afin d'assurer une meilleure performance de la productivité des puits, il est nécessaire d'avoir toutes les données du réservoir.

Les essais de puits sont une technique ingénieuse qui nous procure une image descriptive ou un modèle simulé du réservoir, comportant toutes les informations qui nous permettent l'évaluation de l'endommagement de la formation. Ils peuvent être regroupés soit en :

- * essai de puits de la productivité.
- * essai de puits descriptif des réservoirs.

Les essais de puits de productivité sont effectués afin de :

- Identifier les fluides produits et déterminer leurs rapports de volume respectifs.
- Mesurer la pression et la température du réservoir.

- Obtenir des échantillons appropriés pour l'analyse PVT (Pression, Volume, Température).
- Déterminer la bonne lisibilité.
- Caractériser les dégâts du puits.
- Évaluer le traitement de stimulation.

Les essais de puits descriptifs visent à:

- Évaluer les paramètres du réservoir tels que (la pression, la perméabilité, la température)
- Caractériser les hétérogénéités du réservoir.
- Évaluer l'étendue et la géométrie du réservoir.
- Déterminer la communication hydraulique entre les puits.

Quelque soit l'objectif, les données que fournissent les essais de puits sont essentielles pour l'analyse et l'amélioration de la performance des réservoirs. En outre la valeur du skin ne peut être fournie que par les essais de puits descriptifs.

Dans le cas d'un puits non endommagé, de rayon r_p , ouvert sur une hauteur h de la couche dont la perméabilité k n'a pas été altérée, la relation entre la pression initiale du gisement P_G et la pression de gisement à une distance r du puits $P(r,t)$ à l'instant t dans un système infini et peut s'écrire :

$$P_G - P_{(r,t)} = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} E_i \left(-\frac{\Phi \mu c r^2}{4kt} \right) \dots (1)$$

Solution de l'équation de diffusivité

- P: Pression (atm) ;
- r: Distance (cm) ;
- r_p : Rayon du puits non endommagé (cm) ;
- Φ : Porosité de fraction;
- μ : Viscosité (cp) ;
- c: Compressibilité (atm-1) ;
- k: Perméabilité (darcy) ;
- t: Temps (s) ;

- Q_F : Débit en conditions de fond (cm^3/s) ;
- h : Epaisseur (cm).

Une expression approchée de cette équation s'écrit comme suit :

$$P_G - P_{(r,t)} = \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left(\ln \frac{kt}{\phi \mu c r^2} + 0.81 \right) \dots (2)$$

Dans un système fini l'expression mathématique de la solution est plus compliquée, mais la solution en système infini reste applicable tant que l'influence des limites n'a pas d'impact. Si après un temps t de production à un débit constant Q_F on ferme le puits, l'évolution de la pression au fond du puits, $P_F(t)$, à l'instant $t+\Delta t$ pourra s'écrire, pour un système infini :

$$P_F(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \ln \frac{T + \Delta T}{\Delta T} \dots (3)$$

La représentation graphique en coordonnées semi-logarithmiques de la variation de pression est une droite dont la pente permet de calculer la transmissivité du réservoir. (Figure 2-7)

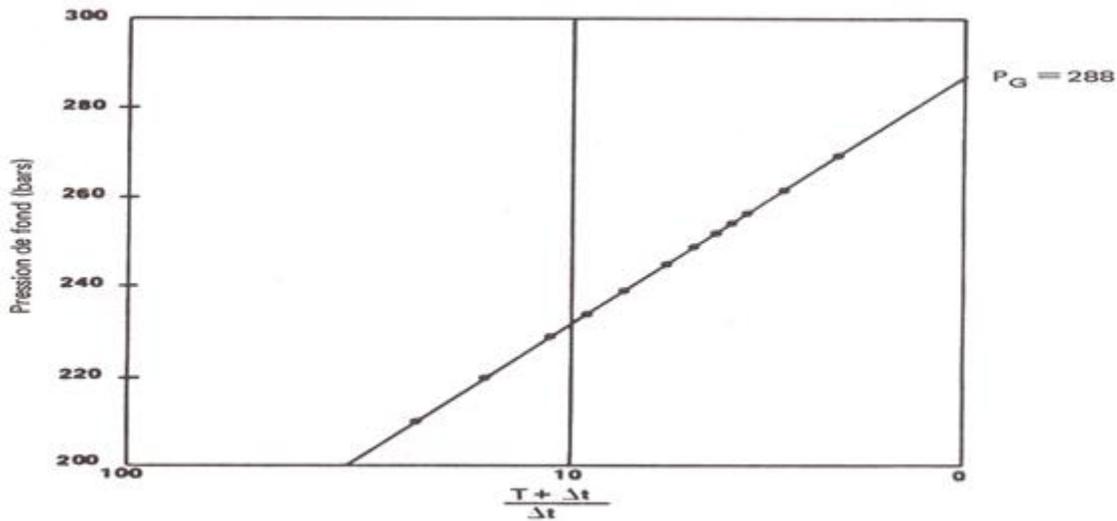


Figure 2-7 : Evolution de la pression de fond (cas du puits théorique)

Dans le cas d'un puits endommagé, la transmission de la pression n'est pas uniforme à travers tout le réservoir (Figure 2-8), elle est affectée par l'hétérogénéité locale se trouvant aux abords immédiats du puits, à savoir que la perméabilité aux abords du puits k_e devient différente de la perméabilité lointaine k_i .

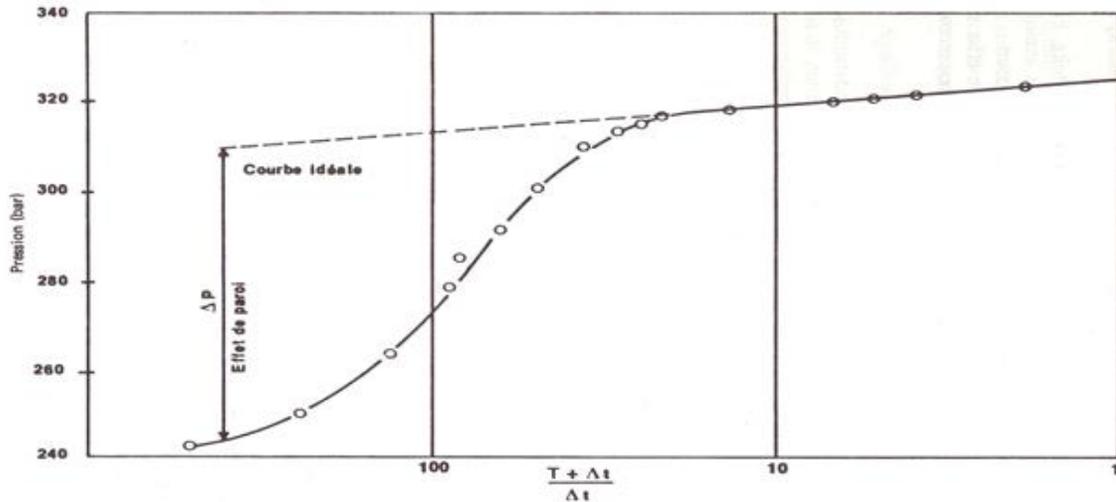


Figure 2-8 : Evolution de la pression de fond (Cas du puits endommagé)

En conséquence toute diminution de perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge ou, en d'autre terme, à une chute de pression constante, celle-ci est appelée « effet pariétal » ou « Skin » qui peut être déterminé au moyen de tests en régime transitoire.

(G.bourdot, 1996)

2.4.1. Facteur Skin

L'anglicisme « skin » caractérise à l'échelle du réservoir la connexion entre le puits et le réservoir. Cette donnée est essentielle à la fois pour l'opérateur qui cherche à définir une procédure de stimulation, et pour l'ingénieur de production qui cherche à modéliser le champ pétrolier et simuler sa production.

Van Everdingen et Hurst (1949) ont défini le facteur « Skin », comme un paramètre mathématique sans dimension causé par un état de déséquilibre de pression (Figure 2-9), il est représenté par la formule suivante (COHEN, 2007):

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \dots (4)$$

- ✓ q : débit entre le puits et la formation,
- ✓ k : la perméabilité initiale de la formation,
- ✓ μ : la viscosité,
- ✓ S : le skin
- ✓ h : la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit,

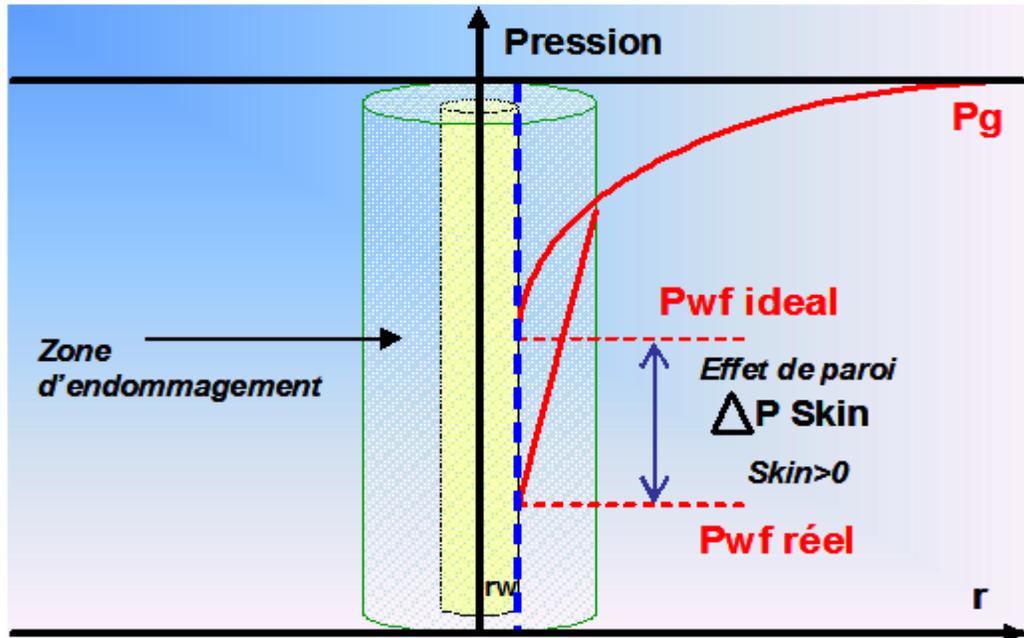


Figure 2-9 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

Cette expression ajoutée à la chute de pression dans la formation à son état initial (sans endommagement) donne la formulation suivante qui lie le skin au débit et à la chute de pression totale dans la formation. (COHEN, 2007)

$$q = \frac{kh(P_G - P_w)}{B\mu \ln\left(\frac{r_i}{r_w} + s\right)} \dots (5)$$

B : Facteur volumétrique de fond
 PG : Pression de gisement
 Pw : Pression du puits

ri : Rayon de drainage
 rw : Rayon du puits

Si l'on souhaite exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement r_s et de la perméabilité de la zone endommagée k_s , on utilise la définition suivante:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots (6)$$

$S = 0$ Un skin nul « 0 », correspond à un puits non endommagé,

$S > 0$ Un skin positif traduit un endommagement,

$S < 0$ Un skin négatif un puits non endommagé (après stimulation)

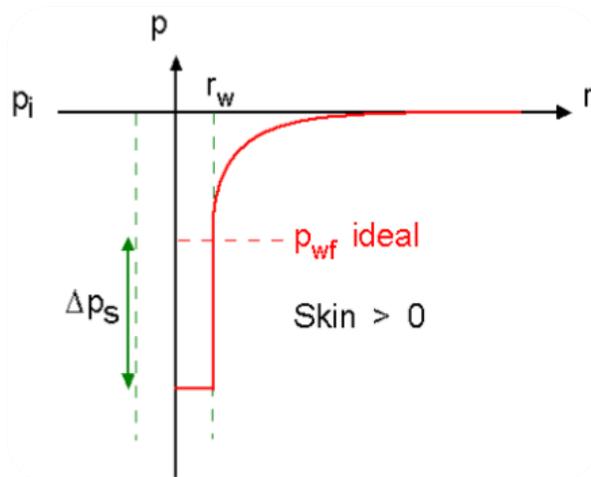


Figure 2-10 : Skin positif

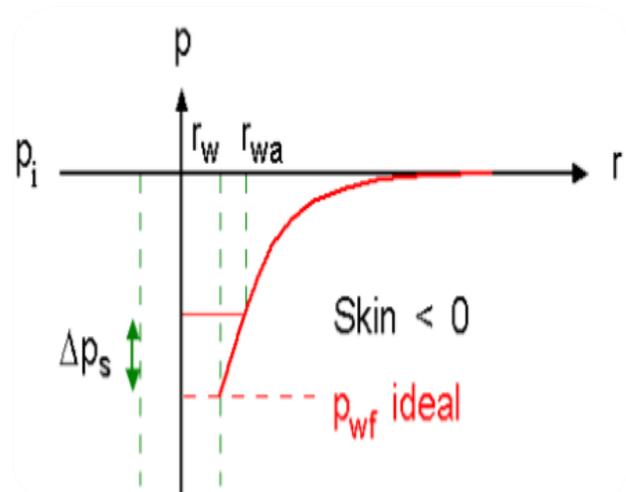


Figure 2-11 : Skin négatif

Une stimulation acide réussie diminue le skin jusqu'à parfois obtenir une valeur négative. Cela signifie que la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine. Ces formulations sont obtenues à partir de la loi de Darcy.

2.4.2. Efficacité d'écoulement

L'efficacité d'écoulement est déterminée par le rapport entre l'indice de productivité réel et l'indice de productivité théorique. (Jelmert, 2013)

Indice de productivité : Il est souvent utilisé pour prédire la façon dont les changements de pression entre le fond du puits et le gisement affectent le débit.

On a

L'indice de productivité réel « Skin » exprimé par la formule suivante :

$$IP_{réel} = \frac{Q_o}{(PFS - PFD)} \dots (7)$$

Et

L'indice de productivité théorique exprimé par la formule suivante :

$$IP_{théorique} = \frac{Q_o}{(PFS - PFD - \Delta P_{skin})} \dots (8)$$

On peut exprimer le degré d'endommagement dans le cas d'une stimulation par l'efficacité d'écoulement **E_{ff}** « **Flow Efficiency** » défini par cette formule :

$$E_{ff} = \frac{IP_{actuel}}{IP_{théorique}} \dots (9)$$

- Un puits sans endommagement et sans stimulation $E_{ff} = 1$, où $S = 0$
- Un puits endommagé $E_{ff} < 1$, où $S > 0$
- Un puits stimulé $E_{ff} > 1$, où $S < 0$

Chapitre 3

Stimulation

3. STIMULATION

3.1. Notion de stimulation

La stimulation est un terme utilisé pour décrire différentes opérations effectuées dans un puits de pétrole pour obtenir une productivité optimale. Cette technique est très importante pour l'opération de production et est employée pour faciliter l'écoulement des fluides des roches réservoir aux puits de forage puisque les hydrocarbures sont situés dans les espaces poreux de la roche réservoir. La facilité avec laquelle les hydrocarbures s'écoulent de la roche du réservoir jusqu'au puits de forage est connue sous le nom de perméabilité et elle est obtenue lorsque les espaces poreux sont reliés. (Halliburton, 2014) (Figure 3-1).

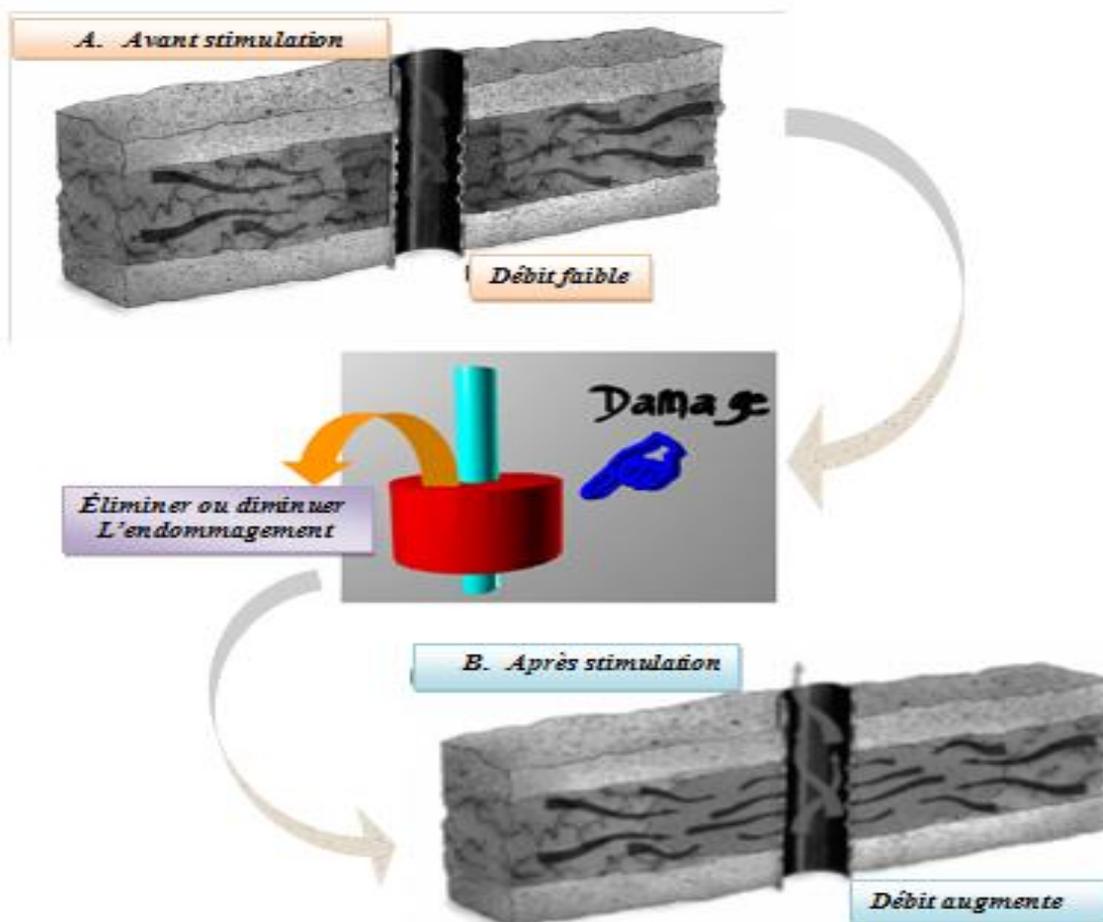


Figure 3-1 : Effet de la stimulation

3.2. Les différentes techniques de stimulation

Ces techniques de stimulation visent à réparer les endommagements causés aux puits et ayant entraînés une diminution de productivité et de production. (Schlumberger, 1999)

(Guoyane et al (2000)) ont montré que les résultats probants sont attribués à des traitements adaptés et basés sur une identification précise des mécanismes d'endommagement.

3.2.1 Lavage aux solvants

L'objectif est simplement le nettoyage tubulaire et de puits de forage. Le lavage acide est le plus souvent effectué avec des mélanges d'acide chlorhydrique (HCl) pour nettoyer la rouille et d'autres débris limitant l'écoulement dans le puits. L'acidification des matrices et des fractures est à la fois des traitements de formation.

L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par des dépôts de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique.

3.2.2 La fracturation à l'acide

Le fluide de fracturation est un acide injecté à une pression suffisamment élevée pour fracturer la formation. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des auréoles de dissolution, ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité

3.2.3 L'acidification matricielle

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide sert donc à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même
- Modifier l'état physico-chimique

3.2.4 Fracturation hydraulique

Elle s'effectue par l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce à laquelle on crée des cassures ou fissures dans la

formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et ainsi sa productivité.

3.3. Généralités sur le traitement par acidification

L'acidification de la matrice est définie comme l'injection d'acide dans la porosité de la formation (Intergrannulaire, fracture) à une pression inférieure à la pression à laquelle une fracture peut être ouverte. La stimulation par acidification est habituellement réalisée pour enlever l'effet d'une réduction de la perméabilité de la formation, en élargissant les espaces des pores et en dissolvant les particules, ce qui permet une connexion de ces espaces. L'acidification de la matrice est plus utile que la fracturation par l'acide qui est plus risquée, car elle peut entraîner une rupture de schiste ou des flux naturels qui doivent être maintenus pour minimiser ou prévenir la production d'eau ou de gaz.

Lorsqu'elle est exécutée avec succès, l'acidification de la matrice augmentera souvent la production d'huile sans augmenter le pourcentage d'eau ou de gaz produit (Curtis Crow, October 1992).

3.3.1. Informations nécessaires pour toute opération d'acidification

Afin d'améliorer la productivité d'un puit par acidification matricielle, on doit prendre en compte les informations capitales ci-dessous : (HALLIBURTON, 2005)

- ✓ **Le rapport géologique :** Les analyses sédimentologiques et pétro-physiques nous renseignent sur :
 - La nature de la roche
 - La Teneur en argile
 - Le type d'argile
 - La présence de fracture ou de fissure.

- ✓ **Le rapport de production du champ :** Ce rapport concerne :
 - L'historique de production des puits
 - Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, saturation en gaz, saturation en huile)

- Type de stimulation employée et différents acides et additifs
- ✓ **Le rapport d'implantation et de complétion du puits** : Ce rapport contient :
- **Historique de forage** : On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, pH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.
 - **Diagraphie** : A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray ...etc.). On aura des informations sur:
 - La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité
 - Les paramètres mécaniques de la roche
 - La saturation en fluides
 - La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat de la boue
 - La régularité du trou (étranglement et présence de caves)
 - **Analyse des carottes** : Cette analyse permet d'avoir des informations sur :
 - La nature de la roche
 - La porosité et la perméabilité
 - La mouillabilité
 - La solubilité des colmatant ou particules minérales dans les acides
 - Teneur en fer
- ✓ **Le rapport de test** : les données fournies par ce rapport sont :
- Débit Q
 - La pression de fond p_{wf} et pression en tête p_t
 - WOR, GOR
 - L'analyse des fluides
 - L'interprétation des essais de remontée de pression

3.3.2. Les fluides de traitement

Les fluides de traitement sont des solutions acides essentielles dans toutes opérations de stimulation par acidification. Leur rôle est de réagir avec la roche réservoir et les fluides de formation pour enlever l'endommagement par dissolution.

Les solutions acides conçues pour l'acidification des réservoirs ont des compositions très diverses telles que l'acide Chlorhydrique (HCl) et l'acide Fluohydrique (HF). Ces solutions acides doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnant en fond du puits. (Sandrine portier, may 2007)

L'acide chlorhydrique est généralement utilisé comme suit :

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice),
- Acidification des grés (matrice seulement),
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCl-HF,
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate,
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide,
- Lavage des perforations.

L'acide fluohydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluohydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCl-HF (pour le traitement principal),
- Acidification matricielle des formations gréseuses,
- Solubiliser les fines particules qui ne sont pas solubles dans l'HCl,
- Ses concentrations varient de 1.5% à 6 %,
- 3,79 litres de (HCl 12% -HF 3%) peut dissoudre 0,10 kg de grés.

3.3.3. Aperçu sur l'acidification des réservoirs gréseux

A. Caractéristiques des formations gréseuses :

Les grés sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- **Le quartz**, élément très dominant (50-90%)
- **Des silicates:**
 - Argiles et micas (structure en feuillet) (5-30%.)
 - Feldspaths (structure tridimensionnelle) (0-10%.)

- **Des carbonates:** (0-10%.)
- **Des impuretés :** fer, calcium (0-3%).

Alors que le quartz, les feldspaths et les micas constituent le squelette originel de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui vont constituer des précipités dans les pores. On les trouve principalement soit attachés à la surface des pores (illites) en les bloquant partiellement, soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite) (Curtis Crow, October 1992). (La figure3-2) ci-dessous illustre cette situation :

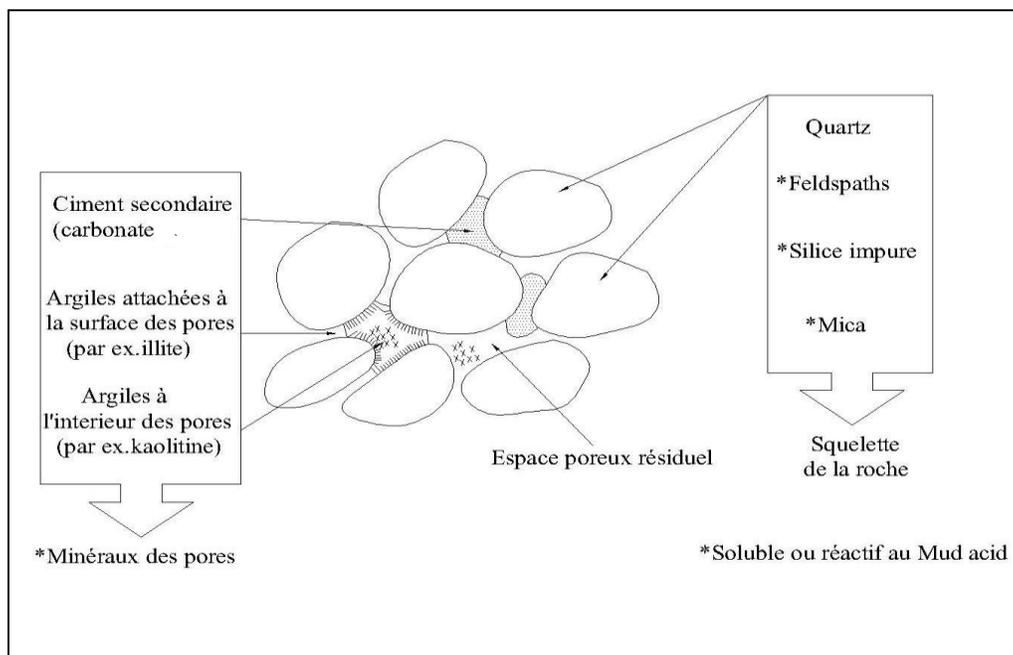


Figure 3-2 : constituants typiques de grés

B. Actions des acides sur les réservoirs gréseux

B.1 Acide chlorhydrique (HCl)

- Action sur la matrice

Etant pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles, il est utilisé pour dissoudre partiellement certains minéraux « impuretés » dont la présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.

- Action sur l'endommagement

Ayant une action très faible sur les particules solides des fluides de forage ou de complétion, il ne peut avoir qu'une action limitée dans certains cas particuliers tels que dissolution des carbonates utilisées, et qui ont provoqué des bouchons.

B.2 Acide fluohydrique (HF)

- Action sur la matrice

Elle agit tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes :

Quartz :



Avec HF en excès :



Argiles :



Carbonate:



- **Action sur l'endommagement**

L'hydrofluohydrique agit en dissolvant de façon conséquente les particules solides et en particulier argileuses qui sont infiltrés aux abords du puits. Son utilisation est fréquente et très classique sous des formes usuelles de mélange HCl et HF dans des proportions diverses adapté aux types d'endommagement :

- HCl 12 % - HF 3% : Regular Mud Acid.
- HCl 10 % -HF 2% : medium Mud Acid.
- HCl 6 % - HF 1.5 %: half Strength Mud Acid

C. Réactions secondaires

Le but le plus fréquent d'une acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits. Il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans précaution et sans étude préalable peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer, cet endommagement peut résulter des réactions secondaires de l'acide. (B. LECERF, 2005)

- **Précipitation de CaF₂ (Fluorure de Calcium)**

Le CaF₂ se produit après réaction de l'HF sur la matrice qui contient un pourcentage de calcite. Il est considéré comme le principal responsable du colmatage après acidification quand une quantité d'acide reste dans la formation. Mais la présence de l'HCl empêche un tel précipité de se former, en maintenant un pH acide.

- **Précipitation des tétrafluorures de silicium**

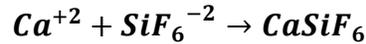
La réaction primaire de l'HF sur la silice



Engendrant de l'acide fluorosilicique, qui peut s'ioniser en $2H^+$ et SiF_6^{-2} , l'ion H⁺ contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.

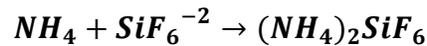
L'ion hexafluorosilicate (SiF_6^{-2}) réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : **Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.**

- Hexafluorosilicate de calcium :



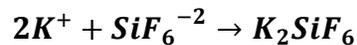
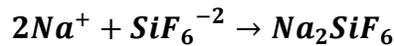
Ce sel est soluble dans l'eau et dans l'acide, il ne pose pas de problème

- Hexafluorosilicate d'ammonium :



Ce gel est aussi soluble dans l'eau et dans l'acide et est totalement éliminé au cours du dégorgement, la présence de l'ion de NH_4 est avantageuse car il accroît la solubilité globale des autres produits de réaction.

- Hexafluorosilicate de Sodium et Potassium :



Ces produits sont insolubles et peuvent être la cause du colmatage de la matrice après acidification. Ces précipités se forment et se déposent si l'acide est laissé en place dans la formation. Dans les formations contenant de l'eau fortement salée, on minimisera les risques de formation de précipité en utilisant un preflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible.

- **Précipités métalliques**

Le fer sous divers degrés d'oxydation, est présent dans la solution acide et dans la formation, il provient de :

- La dissolution de la rouille existante dans le tubing et dissoute par l'acide en cours de pompage.
- La corrosion des équipements de fond.
- De la roche réservoir qui contient un pourcentage de fer qui se précipite lorsque le pH de la solution augmente.

3.3.4. Principaux acides utilisés au niveau du site visité

Parmi les solutions acides utilisées au champ de Haoud Berkaoui, (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK) on peut citer :

- **M.S.R (Mud and Silt Remover)**

Le MSR est une solution acide composée : soit du HCl combiné à deux additifs un agent tensioactif (F78) et un agent complexant du fer (L41 ou L42), soit ces derniers mélangés au Mud Acid. La combinaison de ces deux additifs confère à cette solution de remarquables propriétés de dispersion et de suspension des fines particules libérées par l'action de l'acide. L'application du MSR s'effectue dans les zones colmatées par des particules solides (boue, ciment...).

Il existe trois formulations de MSR :

MSR 100 et **MSR 150** formés de l'acide HCl contenant un agent tensioactif et un agent complexant du fer avec différents volumes,

MSR 123 formé de Mud Acid (HCl 12% – HF3%) contenant un agent tensioactif, un agent complexant du fer et un désémulsifiant (U66).

- **D.A.D (Dowell Acid Dispersion)**

Cet acide est une émulsion de solvant dans l'acide, stabilisé par un agent émulsionnant (U74). Diverses solutions d'acide peuvent être utilisées (HCl, Mud Acid, Acide Organique), ainsi que plusieurs solvants dont la concentration dans la solution peut varier de 10% à 50%. Le solvant peut être du kérosène, du xylène ou d'autres solvants aromatiques.

Le DAD est utilisé pour le nettoyage des perforations, des équipements de fond colmatés par des dépôts d'hydrocarbures.

- **Formulation Sandstone 2000**

C'est une formulation d'acide élaborée par la compagnie de service Halliburton, elle a été utilisée dans de nombreux réservoirs gréseux et carbonatés les résultats sont encourageants. La formulation d'acide est de 9% HCl et 1% HF.

Le 'Sandstone Acid' est utilisé pour restaurer la perméabilité initiale de la formation par dissolution des matériaux d'endommagement et d'augmenter la perméabilité par dissolution partielle des argiles, phyllosilicates et quartz.

Cette formulation peut être utilisée avec différents additifs afin de former l'un des acides suivants:

- **Fines Control Acid** : Traite les endommagements profonds causés par la migration des fines particules et gonflement des argiles;
- **Silica Acid** : dissout les silicates dans les puits;
- **Volcanic Acid** : traite les formations sensibles à l'HCl;
- **K- Spar Acid** : cette solution traite les formations à grand pourcentage de potassium et de l'endommagement dû à la précipitation secondaire.
- **Sandstone completion acid** : traite la totalité des formations gréseuses. Les additifs utilisés donnent à cette formulation une amélioration du débit d'injection.

Les propriétés de cet acide sont :

- * Rapidité et limitation des réactions avec les argiles,
 - * Accélération de la réaction avec le quartz
 - * Forte dissolution des dépôts.
- **BJ- Sandstone Acid**: C'est une formulation d'acide utilisée par la société de service BJSP. Cet acide est destiné au traitement des roches gréseuses. Ses propriétés entraînent:
- * La limitation des réactions avec les argiles;
 - * L'augmentation la solubilité de quartz;
 - * Un faible potentiel de précipitation;
 - * Une réaction retardée d'HF;
 - * Moins de corrosion en fonction des additifs;
 - * Une grande pénétration ;
 - * Une formation mouillable à l'eau;
 - * Une possibilité d'utilisation à des températures élevées.

3.3.5. Autres types d'acides

- **Acides organiques**

Ils peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou comme des retardateurs) à cause de ses faibles vitesses de réaction, On utilise généralement :

- **Acide acétique (CH₃COOH)**

L'acide acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il est surtout utilisé pour sa faible vitesse de réaction et sa stabilité à haute température.

- **Acide formique (HCOOH)**

C'est un acide qui est plus fort que l'acide acétique et plus faible que l'acide chlorhydrique. La corrosion du métal due à l'acide formique est plus uniforme que celle produite par l'HCl. Il existe des inhibiteurs qui permettent son utilisation sans causer de corrosion.

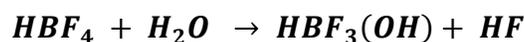
- **Organic Clay Acid**

C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCl et d'HF qui peut être injecté profondément dans la matrice et peut aussi stabiliser les argiles en suspension dans les pores. Il est utilisé pour l'acidification des formations moins consolidées contenant des faibles concentrations argiles sensibles au HCl ayant des températures < 150°C.

- **Clay Acid (acid Fluoborique HBF₄)**

L'acide fluoborique n'est que partiellement hydrolyse, et cette hydrolyse se poursuit au fur et à mesure que l'HF généré réagit sur la roche.

La réaction d'hydrolyse est :



Le Clay acide est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour sa capacité de dissolution des argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois des pores.

3.3.6. Les additifs utilisés

Il est à préciser que les additifs sont indispensables pour le traitement matriciel. Ils sont utilisés pour améliorer l'efficacité de la stimulation et diminuer les effets secondaires néfastes ainsi que la protection des équipements de fond et de surface du puits. (Schlumberger, 2001) Les additifs les plus utilisés sont:

- **Inhibiteurs de corrosion**

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de la température, de la nature, de la concentration de l'acide et du type d'acier. Ils réagissent généralement par adsorption à la surface du métal.

- **Agents complexant du fer**

L'origine de fer est double, il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les parois du tubing, soit des minéraux de la formation (pyrite FeS_2 , sidérite $FeCO_3$) solubilisés au cours de l'injection. Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque le pH remonte vers la neutralité.

- **Les désémulsifiants**

Les agents anti-émulsions ont pour rôle la prévention et la casse des émulsions formées. Il est indispensable de préciser à priori la nature et la concentration des produits à ajouter pour une efficacité maximum. Donc, on doit passer par des essais au laboratoire pour déterminer l'agent désémulsifiant valable.

- **Les antisludges**

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, des résines, de cires paraffiniques et d'hydrocarbures lourds qui sont présentes dans le pétrole brut, et se précipitent aux interfaces eau-huile. Les sludges sont des produits insolubles une fois formés et la seule solution est d'empêcher leur formation en utilisant des surfactants appropriés qui permettent de les garder en suspension ou en dispersion dans l'huile. Un autre moyen de prévention existe, il s'agit d'emploi d'un acide organique ou de dispersion par un solvant aromatique.

- **Les agents tensioactifs (surfactants)**

Les agents tensioactifs ont pour objectif de réduire la tension superficielle et diminuer la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide et un solide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide-roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines particules libérées par l'acide.

- **Les réducteurs de friction**

Ils permettent de diminuer les forces de frottement qui impliquent une réduction de la pression d'injection et diminuer la puissance de pompage.

- **Les agents de diversion**

Ils sont appelés également colmatants temporaires. Ils sont utilisés pour assurer une sélectivité lors des traitements et la couverture de toute la formation par l'acide.

- **Les stabilisateurs d'argile**

Ils sont destinés à éviter l'endommagement dû au gonflement des argiles à la suite du contact de la roche avec une eau fraîche. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses empêchant ainsi leur migration.

3.4.Design & process de l'opération d'acidification

3.4.1. Méthodologie de sélection des puits à l'acidification

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivant : (Schlumberger, 1998)

- S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin,
- Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions,
- Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention par acidification, par la détermination des performances du puits,

- Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges... etc.),
- Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation,
- Déterminer le volume du traitement à injecter,
- Vérifier que le réservoir est composé de plusieurs couches ou que la zone est épaisse en vue d'utiliser un nombre approprié de diversion pour que l'acide soit bien réparti,
- Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré,
- Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits
- Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité par rapport au coût du traitement.

3.4.2. Choix du type d'acide

Les qualités et notamment les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont:

- **La puissance de dissolution** : Elle dépend du type d'acide et de sa concentration.
- **La vitesse de réaction** : Elle dépend de la pression, la température et la concentration.

La pression: Dont l'influence sur la vitesse de réaction de certains acides est importante, notamment pour l'acide fluohydrique. A mesure que le HF réagisse avec les grés, le tétrafluorure de silicium (SiF_4) se forme, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qui a pour résultat d'accélérer la réaction.

La température: La vitesse de réaction varie en fonction de la température au cours du traitement, plus cette dernière augmente, plus la vitesse de réaction s'accroît et favorise le contact de l'acide sur la roche.

La concentration: La vitesse de réaction de l'HCl est une fonction non linéaire de la concentration. L'ionisation produite par l'acide augmente avec la concentration, et est maximale lorsque cette augmentation est de l'ordre de 26%, puis décroît ensuite.

- **La composition de la roche:** C'est un élément très important qu'il faut prendre en considération. Il faut bien connaître les constituants de la roche avant le traitement.

Les caractéristiques du réservoir sont très importantes pour l'élaboration d'un traitement de stimulation ainsi que la bonne formulation d'acide, les caractéristiques sont :

- La nature de la roche (solubilité dans les acides);
- Le fluide contenu dans le réservoir;
- La teneur en argiles et leur nature;
- La température du gisement ;
- La porosité et perméabilité;
- La solubilité à l'eau;
- La friabilité de la roche.

La plupart de ces caractéristiques peuvent être déterminées à partir des analyses au laboratoire des échantillons de carottage.

3.4.3. Tests au laboratoire d'un projet d'acidification

Avant d'injecter des fluides quels qu'ils soient dans une formation pétrolifère, il est important d'avoir une bonne connaissance des caractéristiques pétro-physiques du réservoir.

L'objectif principal des études de laboratoire est de déterminer les propriétés physico-chimiques du réservoir afin de prévenir ou de restaurer tout endommagement, d'évaluer les possibilités de succès d'une acidification matricielle ou d'une fracturation à l'acide, de sélectionner les additifs adéquats afin d'éviter toute incompatibilité pouvant réduire ou annuler l'efficacité d'un traitement. Ces études sont appliquées aux échantillons de roche, aux échantillons de fluides et parfois aux échantillons de dépôts. (Sandrine portier, may 2007)

A. Analyse des échantillons de roche

Les différentes analyses des échantillons de roche sont classées comme suit :

- **Les études pétrographiques**

Les études pétrographiques, incluent l'analyse de diffraction des rayons X (l'analyse radiocristallographique) et permettent la caractérisation minéralogique et pétro-physique (les mesures de la porosité et de la perméabilité) de l'échantillon.

- **Tests d'écoulement de l'échantillon**

Les tests d'écoulement dans les échantillons sont faits dans un appareil à haute pression et température, ils sont désignés pour déterminer les effets des différents fluides sur l'échantillon de formation en simulant les conditions de traitement du puits.

- **Test de solubilité**

Définir pour un échantillon de roche préalablement broyé, tamisé, lavé et séché, sa solubilité maximum dans les acides.

Les calcaires et dolomies sont entièrement solubles dans les acides chlorhydriques, formique, acétique...etc. Mais les silicates y sont insolubles; il sera nécessaire pour ces derniers d'utiliser le mud acid avec une concentration standard de 12% HCl et 3% HF.

Ce test contribue à fournir la présélection du traitement à appliquer à la formation et indiquera la quantité approximative de carbonates et de silicates solubles.

- **Test de colmatage**

Ce test se déroule en conditions de fond et consiste à simuler l'envahissement des échantillons de roche par la boue

- **Test ARC (Test de Réponse à l'Acide)**

C'est le test le plus important pour un projet d'acidification matricielle. Le but principal de ce test est de déterminer l'évolution de la perméabilité matricielle en fonction d'un volume d'acide injecté par unité de surface.

Procédure : L'échantillon de la roche est monté dans une cellule conçue de telle façon à ce qu'il n'y ait aucun passage de fluide entre la carotte et la paroi, l'échantillon est alors saturé avec de l'eau de formation ou à défaut une eau de salinité contrôlée et considérée comme neutre vis-à-

vis de la formation. On prendra soin de s'assurer que ce fluide de référence ne présente pas d'incompatibilité avec les acides. Après avoir déterminé la perméabilité de l'échantillon à ce fluide de référence, la séquence des acides sélectionnés est injectée au travers de l'échantillon. La perméabilité aux fluides de référence est redéterminée après les séquences des acides.

B. Analyse des échantillons d'huile

- **Test d'émulsion**

L'utilisation des solutions aqueuses acides et sous l'effet de la turbulence due au pompage peut engendrer une émulsion visqueuse et stable. Le but de cet essai est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher avec des agents désémulsifiants.

- **Test de précipitation des sludges**

Le but de cet essai est de détecter la tendance de la précipitation des produits organiques lourds dénommés " Sludge " lors du contact des différentes solutions acides avec le brut de la formation et de déceler cette tendance et d'y remédier par la sélection d'additifs appropriés.

3.5.Mise en place & logistique et les différentes étapes d'un traitement à l'acide

Après avoir sélectionné le puits candidat au traitement, il est souhaitable de revérifier que les équipements de surface et de fond de ce dernier supporteront le nouvel état de contraintes mécaniques et d'environnement chimique auxquels ils seront soumis. Et après vérification de l'état du puits et son équipement qui peuvent influencer sur la technique à mettre en œuvre, on passe à l'exécution des principales étapes de la majorité des stimulations matricielles qui sont : (Moore E.W, 1965)

A. Tube clean et nettoyage de perforation

Le tube clean est exigé avant chaque opération de traitement matriciel, pour le nettoyage du tubing de production. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables qui pourraient pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, (Voir annexe 2) lors du squeeze du traitement principal.

Les principaux fluides utilisés sont : Tube clean qui est le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100, Reformât et Gel.

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en Liner Cimenté et perforé. Le « clean sweep » ou le Reformât ou même l'acide HCl sont utilisés pour le nettoyage, et en vue d'avoir une meilleure opération, on fait plusieurs injections en face des perforations. La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

B. Le traitement matriciel

La conception adéquate du traitement peut être très efficace pour diminuer les effets négatifs du pompage des acides en grès grâce à l'utilisation d'étapes d'injection multiples et à la sélection de fluide correct. Un traitement matriciel typique dans un grès comprendra un Preflush, Traitement principal (Main fluid) et Overflush.

- **Le preflush**

Le preflush est un fluide pompé avant le fluide de traitement principal. Plusieurs fluides de preflush sont parfois utilisés pour traiter les multiples endommagements et préparer la surface pour les principaux fluides de traitement, il est utilisé dans tous les traitements.

Le principale fluide utilisé dans cette étapes est le HCl (7.5% et 10%) et MSR100.

Le preflush possède deux fonctions importantes :

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec le HF et pour minimiser la consommation de HF
- Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} pour prévenir les endommagements dus aux fluorosilicates de sodium ou de potassium.

- **Le traitement principal (Main fluid)**

Le fluide principal du traitement matriciel est utilisé pour éliminer l'endommagement, c'est appelé Mud-acid il est constitué d'un mélange d'HCl et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

L'acide fluohydrique (HF) réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide chlorhydrique (HCl) ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un pH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

D'autres types de fluides de concentration d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements, parmi ceux utilisés, on citera le MSR 10:2, MSR 12:3, MA 6:1.5, etc....

La plupart des volumes de fluides de traitement sont calculés à la base de (1 ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

- **L'overflush**

Cette étape est importante pour un traitement matriciel efficace. Elle est utilisée dans toutes les opérations d'acidification après le traitement principal, le fluide utilisé est le HCl (5% ou 7.5%), le MSR100 ou un hydrocarbure léger tel que l'essence ou le gasoil.

Son but est de déplacer les précipités endommagement, loin des abords du puits, tels qu'elle effectue les fonctions suivantes :

- Le déplacement de la non réaction boue-acide dans la formation
- Le déplacement de la boue acide produite de réaction loin du puits de forage
- L'élimination des problèmes potentiels de perméabilité relative huile-humide causés par certains inhibiteurs de corrosion

C. Le dégorgement du puits

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, ne sont pas stables, ils se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.

D. Placement des fluides de traitement

Le placement des fluides de traitement peut être fait par Coiled Tubing (le plus utilisé), par concentrique ou en bull heading selon le cas. L'utilisation de Packer (Voir annexe 2) gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

E. Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va choisir le chemin le plus naturel (il va pénétrer dans les pores les plus perméables), c'est-à-dire finalement ceux qui ont le moins besoin d'être stimulés.

Pour éviter ce problème, on utilise des agents de diversion, qui ont pour but de colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables et forcer le fluide de traitement de pénétrer dans les zones les moins perméables ou les plus colmatées.

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en les isolant l'un de l'autre. Ceci peut être réalisé de différentes manières : (Sandrine portier, may 2007)

- **Diversion mécanique (rarement utilisée)**

Le principe consiste à poser un packer pour isoler la zone d'intérêt des zones à risque et à acheminer le fluide de traitement vers la zone ciblée, c'est un traitement sélectif. Ce type de diversion est appliqué pour les puits muni d'un concentrique, et il n'est pas possible en open hole.

- **Diversion à la mousse (la plus utilisée)**

Cette technique se fait par l'injection des billes (bouchons) dans le fluide de diversion qui assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

PARTIE 2

Expérimentale

Chapitre 4

Analyse et évaluation des résultats

4. ANALYSE ET EVALUATION DES RESULTATS

Introduction

L'acidification est la procédure la plus efficace et la plus utilisée dans le domaine pétrolier afin d'améliorer la productivité des puits. Cette technique est effectuée tant sur de nouveaux puits dès le début de leur mise en exploitation pour maximiser leur productivité que sur les anciens puits dans le but de rétablir leur productivité et maximiser la récupération des ressources énergétiques. Deux facteurs clés dominent la sélection du traitement et son processus de conception lors de la planification de la technique d'acidification à savoir : type de formation - carbonate, grès ou schiste- et la perméabilité de la formation réservoir définissant la capacité du fluide à traverser la formation à son état naturel. (Halliburton, 2014)

Dans notre étude, nous avons sélectionné des puits représentatifs de la région de Haoud Berkaoui afin d'investiguer le rôle de la technique d'acidification sur la productivité de ces puits en nous basant sur l'interaction entre la formation des différents niveaux du réservoir et le fluide utilisé comme acidifiant.

Dans cette partie, l'étude a été faite sur 9 puits : BKHE1, BKHE5, OKS25, OKS27, OKS30, OKS32, OKS51, OKS54, OKT17.

Pour chaque puits on a étudié :

- L'historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits.
- Les essais de puits pour :
 - Déterminer l'endommagement avant et après acidification « Skin ».
 - Estimer le potentiel du puits.
- Les causes de chute de production et le traitement préconisé.
- L'exécution de l'opération.
- Le comportement du puits avant et après stimulation

4.1.Puits BKHE1

4.1.1. Données du puits et du réservoir

Le puits étudié, est situé dans la périphérie Sud-est du champ de Benkahla, sur le profil reliant BKHE2 et OKS40 orienté NE-SW (voir le plan ci-joint). (SH/DP/EP (Service Technique Puits)



Figure 4-1 : Situation géographique du puits BKHE1

Le puits étudié est un puits éruptif présentant une hauteur utile avoisinant 11.5m, sa porosité est autour de 7% dont le volume d'argile moyen est de 6.81% avec une saturation en eau moyenne de 27%. Ces données sont représentées dans le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 4-1 : Données du puits et du réservoir

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Sw moyenne	hauteur utile des grès	Formation
PPH éruptif	SI	11.5m	6.67%	6.81%.	27.2%.	14.5 m	Gréseuse

Il est à préciser que dans la série inférieure du Trias de gisement de Haoud Berkaoui, sur 16 puits observés, les séquences sont semblables à celle de type grano-décroissant, c'est ainsi qu'on distingue :

- A la base : des débris et galets d'argiles, formant des lits micro conglomératiques à stratification oblique à sub-horizontale, avec des grains hétéroclites de quartz sub-anguleux.

- Dans la partie médiane : grès à grains moyens, arrondis à sub-arrondis, avec des films d'argiles et joints siliceux, en majorité, les grains de quartz sont blancs à beiges, à stratification oblique à horizontale.

- La partie supérieure : elle est constituée de dépôts fins, silts et argiles rougeâtres avec des plages et filonnets de dolomites, quelques plages et taches d'argiles verdâtres (observées dans le puits OKJ60).

L'ensemble gréseux de la série inférieure a une épaisseur relativement constante de 45 à 52m.

4.1.2. Historique de production et les dernières opérations exécutées sur le puits

Cette figure montre l'évolution de la production de l'année 1999 jusqu'à 2014, nous

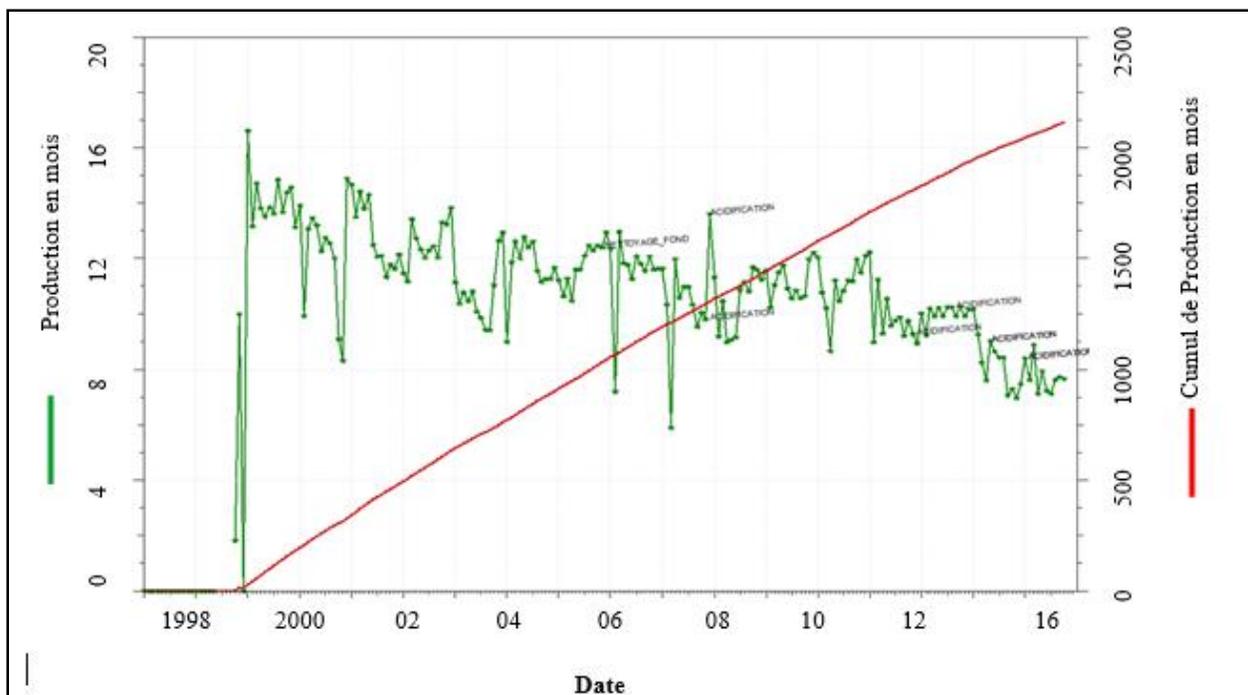


Figure 4-2 : Evolution de la production de l'année 1999 à 2014

remarquons à partir de ce graphe que la production a atteint son maximum au début des années 2000, puis a fluctué dans la plage [9m³ à 13m³] jusqu' en 2006 où il apparaît une chute sévère de production. Après exécution d'une 'opération de nettoyage du fond du puits, une augmentation du débit d'huile est enregistrée. En 2008 il a été constaté de nouveau un abaissement qui a nécessité de recommander l'acidification de ce puits. Au terme de cette opération, il peut être constaté que la production a augmenté puis s'est stabilisée les dernières années. (SH/DP/EP (Service Technique Puits))

4.1.3. Opérations exécutées sur le puits BKHE1

Dans le domaine de production des hydrocarbures plusieurs techniques sont utilisées dans le but d'améliorer la productivité des puits et obtenir des informations essentielles sur le puits et le réservoir. En vue d'assurer une bonne productivité des puits, la société assure un suivi à travers des tests de jaugeage pour évaluer les paramètres de production. Si une chute de production est observée des techniques d'essais sont engagées tels que la technique PLT « Production Logging Tool », la technique SBU « Short Build Up » et la technique LBU « Long Build Up », qui permettent de déterminer les différents paramètres qui affectent la production : la perméabilité, le skin, la pression de la couche ...etc.

A. Test de jaugeage

Le jaugeage est une opération en surface de puits très importante, utilisée pour connaître les paramètres de production d'un puits sous les conditions d'exploitation, (pression en tête, pression de ligne, débit d'huile, débit de gaz), indiqués dans le tableau 4-2.

Ceci nous permet de connaître les paramètres optimums d'exploitation de ce puits et de l'évaluer régulièrement afin de rentabiliser au maximum sa production et dans de bonnes conditions. (G.bourdot, 1996) Les résultats du tableau ci-dessous sont représentés dans les figures (4-3) et (4-4).

Tableau 4-2 : Résultats du jaugeage

Date	Ptête (Kg/cm ²)	Ppipe (Kg/cm ²)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
22/01/2013	56.20	14.90	13.79	1986.81
06/03/2014	43.70	15.00	10.56	522.97
12/06/2014	52.20	14.20	11.34	632.33
01/12/2014	41.30	14.30	10.06	484.82
17/05/2015	42.50	14.30	10.14	488.95
18/10/2015	45.80	15.10	10.45	1586

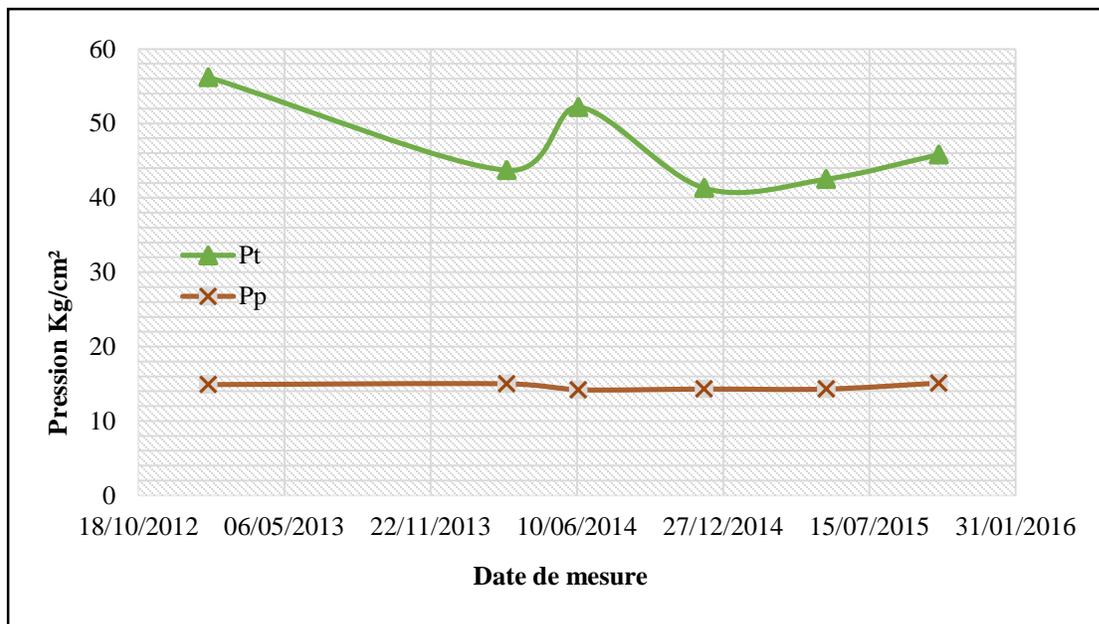


Figure 4-3 : Evolution de la pression en tête et de pipe

Les résultats obtenus montrent que la pression en tête diminue à partir de Octobre 2012 jusqu'à Novembre 2013, puis cette pression s'est accentuée en atteignant un pic de 52,52 kg/cm² qui correspond à une stimulation par l'acide. A la fin de l'opération cette pression rechute en atteignant 41.30 kg/cm², puis elle s'accroît en atteignant 45 kg/cm² en 2016 (voir figure 4-3).

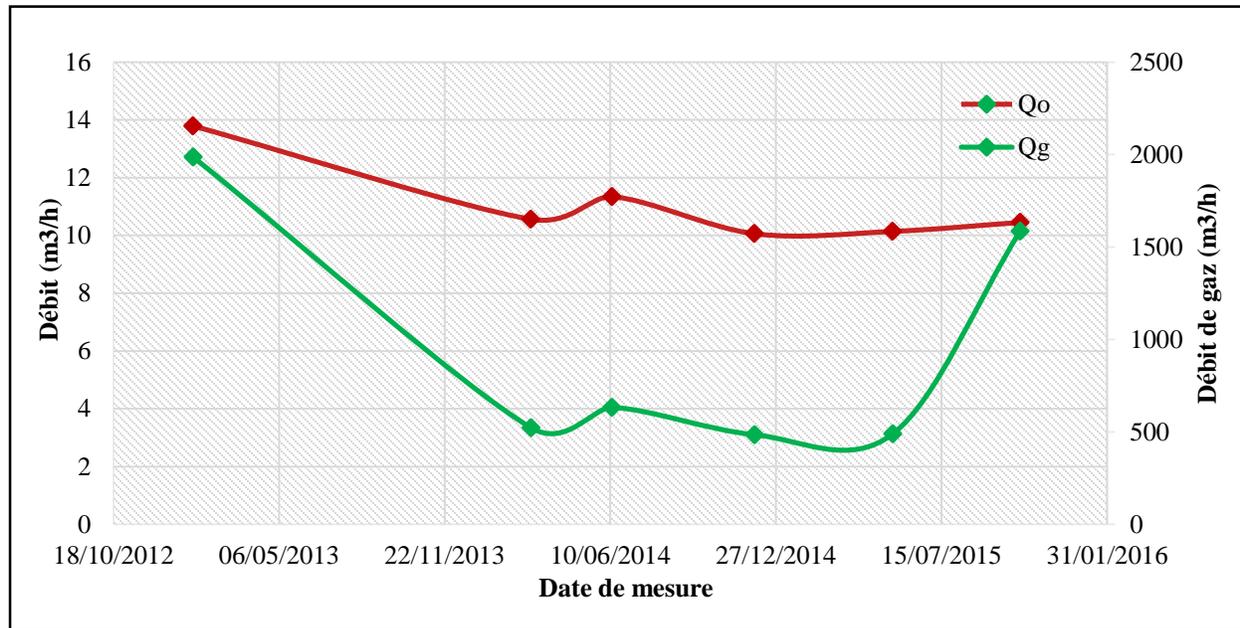


Figure 4-4 : Evolution du débit de gaz et d'huile

Concernant le débit d'huile et de gaz, les résultats présentés sur la figure (4-4) montrent que le débit d'huile chute de 2012 jusqu'à 2014. A cette dernière date qui correspond à la stimulation par acidification on remarque une légère augmentation du débit de production puis sa stabilisation jusqu'à 2016. Ceci est dû en fait à la création de nouveaux canaux (wormhole) permettant une circulation aisée des fluides.

D'après les figures (4-3) et (4-4), on remarque que le débit d'huile et la pression tête évoluent de manière concomitante, ce qui fait ressortir que la pression tête influe sur la production.

B. Mesure Wire Line « WL »

Une mesure wireline consiste à descendre un calibre dans le puits, afin de vérifier si le top sédiment « TS » représente une contrainte (colmatage, bouchage des perforations). Cette mesure est exécutée en cas de constat de chute de production.

Tableau 4-3 : Contrôle WL, TS à 3447 m

Gradient de frac :	0.7 psi/ft
PFS	333 kg/cm ² @ 3400 m, SBU du 27/03 au 07/04/11
P. Tête en puits fermé	48.5 bars = 49.45624 kg/cm ²

Commentaire

La comparaison de la pression en tête du WL (Tableau 4-3) et la « Pt » du dernier test de jaugeage (Tableau 4-2), fait ressortir une augmentation, qui conclut que le « TS » est libre.

C. Mesure PLT « Production Logging Tool »

PLT est une mesure qui permet de déterminer la constitution de chaque niveau de perforation et la nature de l'effluent mis à constitution. Le tableau (4-4) représente les résultats de la mesure PLT effectuée le 24/09/2011 au puits BKHE1. Le PLT permet, en outre, de suivre l'évolution de la pression, dans le cas où une baisse de production est observée, et que le contrôle de WL n'a représenté aucune contrainte. Il est nécessaire de recommander le passage à l'acidification. (SH/DP/EP (Service Technique Puits))

Le réservoir est décomposé en six (6) zones, les données de chaque zone se rapportent: au débit d'huile "Qo", au débit de gaz "Qg", à la pression de fond dynamique "PFD", et à la température de fond dynamique "TFD" et au taux de participation d'huile (%).

Tableau 4-4 : Resultats de la mesure PLT

Réservoir	Zones Productives (m)	Qo (m3/h)	Qg (m3/h)	PFD (Kg/cm ²)	TFD (°C)	Taux de participation Huile (%)
SI	N1 3421 à 3423.40	0.68	110.42	223	103.72	4.66
	N2 3425 à 3426.50	1.76	284.51	223.39	103.74	12.05
	N3 3427.30 à 3428.00	1.03	165.96	223.45	103.74	7.05
	N4 3430 à 3432	10.53	1705.39	223.68	104.14	72.12
	N5 3438.5 à 3439.20	0.059	9.65	224.15	105.57	0.40
	N6 3440 à3443	0.54	87.60	224.35	105.43	3.70
Total		14.6	2363.53			100

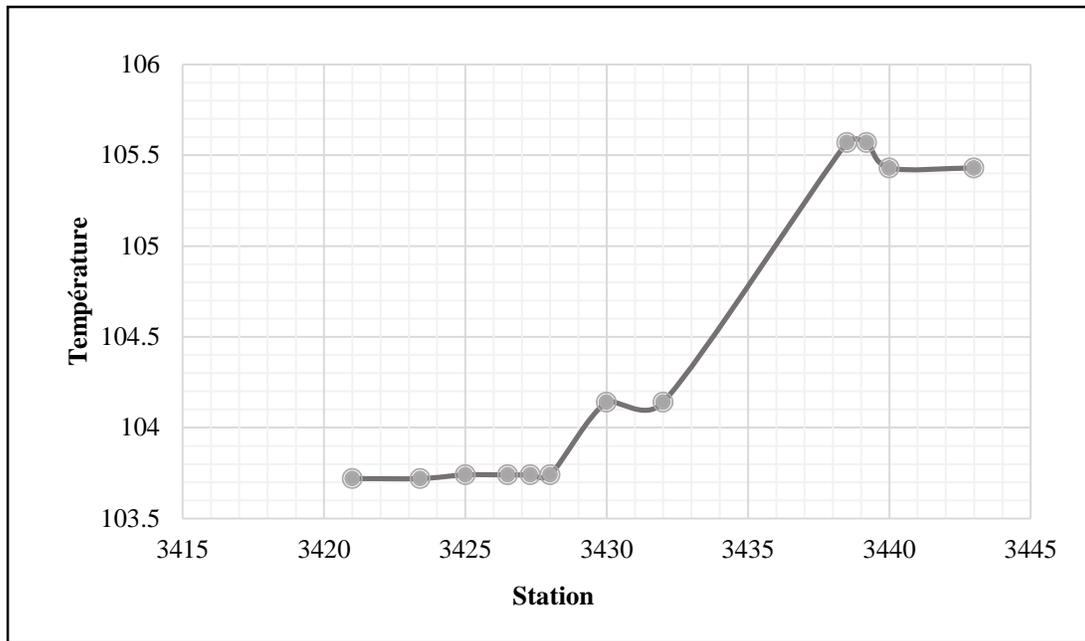


Figure 4-5 : Evolution de la température en fonction des différents niveaux de la couche productive

Nous remarquons que les pressions dynamiques obtenues par la technique PLT est relativement stable. L'allure de la courbe de température obtenue par cette technique indique clairement que la production provient principalement du niveau N4. (Figure 4-5). Il est à remarquer également que le niveau N4 correspondant à la profondeur 3430.00m-3432.00m participe avec un taux en huile élevé (72%), et un débit d'huile élevé 10.95m³/h alors que les autres niveaux N2 et N3, N5 et N6 montrent un taux de participation faible à très faible comme le montre le tableau ci-dessus (Tableau 4-4: Resultats de PLT).

D. Mesure du LBU

LBU « Long Build Up » est un autre type d'essai de puits, qui est fait généralement pour confirmer la chute de pression. C'est une mesure d'une remontée de pression de longue durée. Cet essai de puits consiste en la vérification de l'état des abords du puits (skin), en la connaissance de l'évolution de la pression du gisement, après quelques jours de production, et de la nature des limites de la structure. Les résultats de mesure des pressions et températures de fond dynamique et de fond statique sont présentés respectivement dans les tableaux ci-dessous (SH/DP/EP (Service Technique Puits) (tableaux 4-5 et 4-6).

Tableau 4-5 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kg/cm ²)	Température (°C)
0	46,35	28,47
500	63,16	66,10
1000	83,54	76,20
1500	106,1	83,66
2000	132,5	91,30
2500	161,7	96,80
3000	192,6	101,07
3400	217,9	103,28

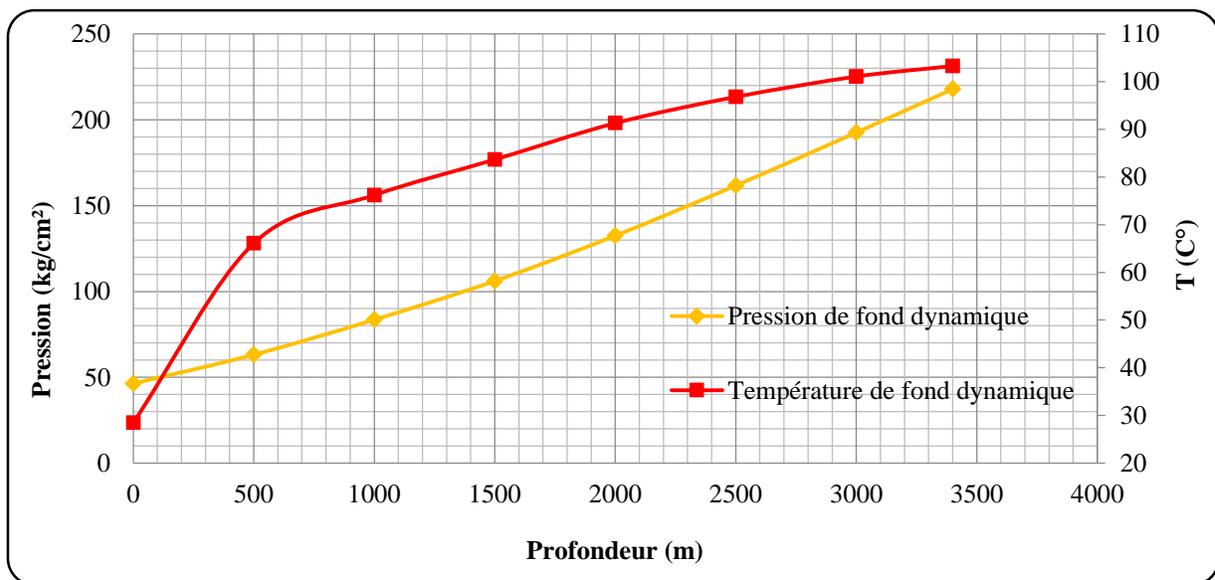


Figure 4-6 : Evolution de la pression et de la température de fond dynamique

La figure (4-6) montre l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression forme une droite (quasi-linéaire), augmente régulièrement en proportionnalité avec la profondeur. La température forme une légère flexure à 600m, puis évolue progressivement.

Tableau 4-6 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kgf/cm ²)	Température (°C)
0	94,50	31,62
500	123,49	48,40
1000	157,94	59,04
1500	191,44	67,75
2000	224,66	77,65
2500	256,98	90,26
3000	289,09	96,69
3400	314	101,83

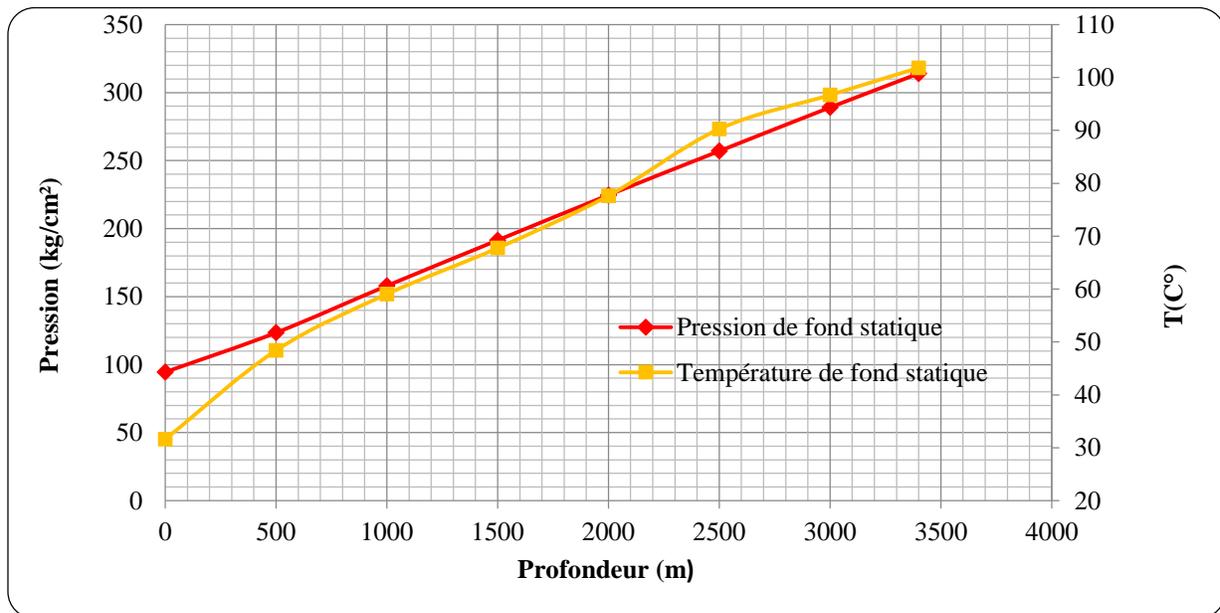


Figure 4-7 : Evolution de la pression et température de fond statique

La figure 4-7 représente l'évolution de la pression et de la température de fond statique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression et la température évoluent progressivement en phase, la pression de fond statique forme une droite.

E. Historique des opérations exécutées sur le puits

Afin de suivre l'évolution de la pression au cours des années, nous examinons les résultats des essais complémentaires précédemment faites sur le puits BKHE1, les résultats obtenus sont

présentés dans (le tableau 4-7). Ces mesures nous donnent des informations sur les différentes pressions PFD_CM (Pression de fond dynamique prise au niveau de la côte de mesure c.-à-d. à une altitude de 3400m), PFS_CM (Pression de fond statique), PFS_CR (Mesure de la pression de fond statique au niveau d'une côte prise comme référence).

Tableau 4-7 : Evolution des pressions

Date	Type Test	Temps de fermeture (hrs)	Cote mesure « CM » (m)	PFD CM (kg/cm ²)	PFS_CM (kg/cm ²)	PFS CR (kg/cm ²)
15/11/99	E.P	255,6	3400	383,5	492,2	496,9
27/04/00	SBU	115,8	3430	320.0	432.0	435,5
22/02/01	SBU	190	3430	304,13	418,55	421,9
31/12/04	SBU	231,04	3430	252,69	390,38	393,8
09/03/08	SBU	360	3400	228,91	371,3	376,8
27/03/11	SBU	240,6	3400	228,22	354,15	360,7
12/11/15	LBU	261,85	3400	217,90	314	332,08

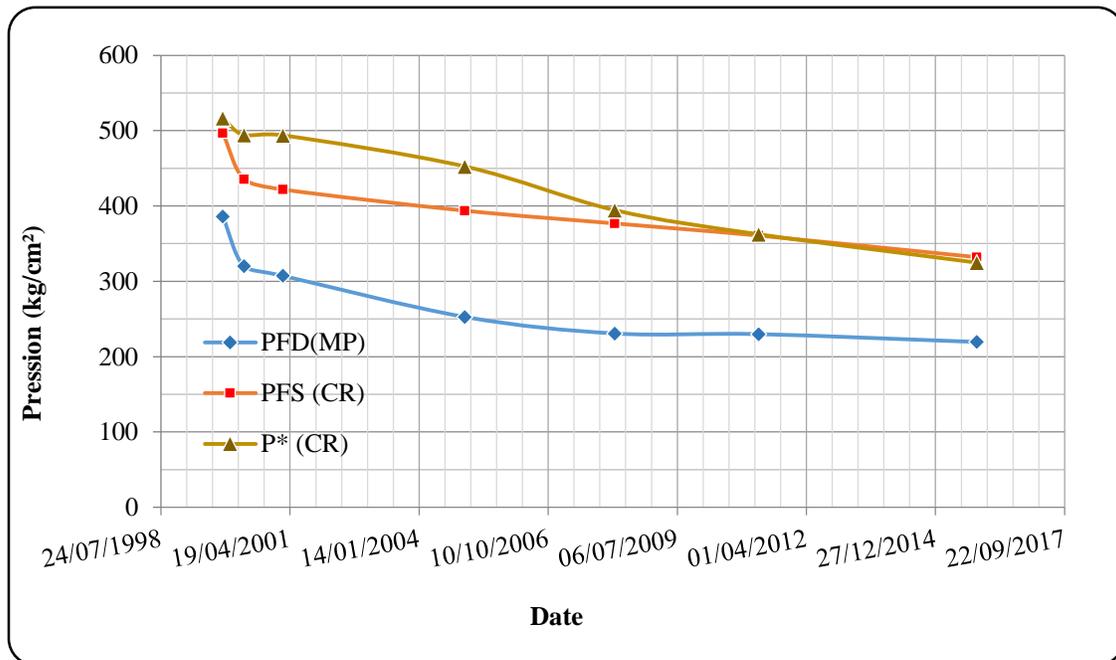


Figure 4-8 : Evolution des pressions

Selon les résultats obtenus par les techniques utilisées dans le tableau (4-7) et (la figure 4-8), nous remarquons que la pression diminue dès le début de la production jusqu'à 2009, puis commence à se stabiliser jusqu'à septembre 2016. La pression de fond statique diminue

considérablement durant les premières années de production (1998-2001), puis cette chute commence à diminuer pour se stabiliser de 2006 à 2017 elle est représentée graphiquement par une pente faible. Il est à remarquer également que la pression de fond dynamique est corrélée à celle de fond statique.

F. Mesure du SBU « short build up »

C'est un essai de puits d'une remontée de pression de courte durée. La programmation de cet essai SBU entre dans une perspective de réévaluation du réservoir et a été pratiqué au niveau du puits BKHE1, en vue de connaître l'estimation des paramètres pétro-physiques (perméabilité « k » et Porosité « Φ »), la détermination de la géométrie du réservoir et calculer l'indice de productivité (IP) et le Skin « S ». (SH/DP/EP (Service Technique Puits))

Par ailleurs, la connaissance du skin et de l'Indice de Productivité réel permet de faire un choix adéquat pour d'éventuelles actions à entreprendre, pour maintenir, voire améliorer, la productivité du puits.

Tableau 4-8 : Résultats de l'interprétation « SBU »

P_{1hr} (psi)	m (psi)	K.H (md.ft)	C (bbl/psi)	K(md)	P_r (psi)	Skin« S »	ΔP_{Skin} (psi)
3519,694	170,68	721.784	0,0339	19,1	4544,457	-0,0472	-7,48

Les paramètres obtenus dans le tableau (4-8), découlant de l'utilisation de la technique SBU, permettent de déterminer quelques paramètres fondamentaux sur lesquels les pétroliers s'appuient pour décider s'il y a lieu de recourir à la méthode de stimulation. Ces paramètres sont représentés par : L'indice de productivité (IP) théorique et réel, et Rendement d'écoulement (RE) et le skin (S)

P_{1h}: Pression à la première heure, (psi)

m: Pente, (psi)

P_r : Pression de réservoir, (psi)

k: perméabilité, (md)

P_{wf}: Pression dans le puits (PFD), (psi)

C: capacité du puits, (bbl.psi⁻¹)

kh : La capacité d'écoulement (md.ft)

μ : Viscosité, (cd)

Φ : Porosité, (%)

r: rayon du puits. (ft)

- Calcul de l'indice de productivité (IP), et Rendement d'écoulement (RE)

L'indice de productivité (IP) réel est défini comme étant le rapport entre le débit d'huile Q_o et la différence entre les pressions de fond statique et dynamique comme le montre la relation N°7

$$Q_o = 10.45 \text{ m}^3/\text{h} \text{ (Tableau 4-4)}$$

$$\text{PFS} = 314 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3400\text{m (côte mesure) (Tableau 4-6):}$$

$$\text{PFD} = 217,90 \text{ kgf/cm}^2 \text{ à } 3400 \text{ m (côte mesure) (Tableau 4-5):}$$

$$\Delta P_{\text{skin}} = -0.526889$$

* Calcul de l'indice de productivité réel

$$IP_{\text{réel}} = \frac{Q_o}{(\text{PFS} - \text{PFD})}$$

$$IP_{\text{réel}} = \frac{10,45}{(314 - 217,90)}$$

$$IP_{\text{réel}} = 0.10874 \text{ m}^3/\text{hr}/\text{kg}/\text{cm}^2$$

* Calcul de l'indice de productivité théorique

C'est le rapport entre le débit « Q_o » produit et la différence entre les pressions de fond statique, la pression de fond dynamique et la différence de pression comme le montre l'équation N°8

$$IP_{\text{théorique}} = \frac{Q_o}{(\text{PFS} - \text{PFD} - \Delta P_{\text{skin}})}$$

$$IP_{\text{théorique}} = \frac{10,45}{(314 - 217,90 - (-0,526889))}$$

$$IP_{\text{théorique}} = 0,15431 \text{ m}^3/\text{hr}/\text{kg}/\text{cm}^2$$

- * Le rendement d'écoulement « RE » est le rapport entre IP réel et IP théorique

$$Re = \frac{IP_{actuel}}{IP_{théorique}} \Rightarrow Re = 1,0054$$

Rendement d'écoulement > 1 est un puits stimulé auparavant et dont son écoulement est bon à 100%.

- **Le Skin est calculé par l'interprétation de SBU "Short Build Up"**

Calculé par la formule suivante après avoir converti tous les paramètres en unité US: US (c.-à-d. le système de mesure impériale utilisé aux USA) (G.bourdot, 1996)

$$S = 1.151 * \left(\left(\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{C_{\mu} \phi r^2} + 3.23 \right) \dots (10)$$

$$S = -0.04$$

Commentaire

Les résultats obtenus par les différentes techniques confirment qu'il y a eu une baisse du taux de production (chute du débit d'huile), malgré des résultats satisfaisants obtenus qui ressortent des calculs du rendement d'écoulement et du skin, le puits reste candidat à un traitement matriciel afin d'améliorer ses propriétés pétro-physiques.

4.1.4. Types d'endommagement

Afin de procéder à une opération d'acidification d'un puits pétrolier, il faut déterminer d'abord la nature et le type d'endommagement de ce puits. Compte tenu de l'historique de puits, de l'expérience sur le champ et des résultats des essais de puits, l'endommagement peut être du type :

- Dépôts organiques « Asphaltènes »
- Dépôts des minéraux.

4.1.5. Traitement préconisé

Afin d'améliorer le débit de production de ce puits, deux actions ont été prévues :

- Un Nettoyage du tubing et des perfos avec un CTU afin d'éliminer toutes les incrustations au moyen Tube clean et de l'eau traitée nitrifiée.
- Un traitement Matriciel au « BJ SS Acid » afin d'essayer de restaurer la perméabilité et augmenter un gain en production.

4.1.6. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Avant l'application d'une opération de stimulation par acidification d'un puits pétrolier, il est nécessaire de connaître le volume du fluide à utiliser, le débit et la pression d'injection de ce fluide.

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = \pi \phi h * (r_s^2 - r_w^2)(m^3) \dots (11)$$

$$V_t = 3.14 * 0.0967 * 11.5 (2.25 - 0.005806)$$

$$V_t = 7.84 (m^3)$$

Tel que :

V_t : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³).
h : hauteur utile du réservoir en (m).
R_s : rayon d'endommagement en (m), (déterminé par les essais des puits)
r_w : rayon du puits en (m).
Φ : la porosité utile du réservoir (%)

B. Calcul du débit d'injection de l'acide

$$q_{i,max} = \frac{4.917 * 10^{-6} * kh [(G_f * H_{mi\ perfos}) - \Delta P_{sécurité} - P_{wf}]}{\mu \beta \ln \left(\frac{r_i}{r_w} + S \right)} \dots (12)$$

$$q_{i,max} = \frac{4.917 * 10^{-6} * 19.1 * 33.77 [(0.7 * 11222.64) - 3130.29 - 4466.58]}{0.29 * 1.58 \ln \left(\frac{6.56}{0.2499} - 0.04 \right)}$$

$$q_{i,max} = 0.599 \text{ bbl/mn}$$

KH: la capacité d'écoulement (md.ft). **G_f**: Le gradient de fracturation (psi/ft).

H_{mi perfos} : la hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).

S : le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).

ΔP_{sécurité} : la marge de sécurité (psi).

P_{wf} : la pression dans le puits (psi).

μ : la viscosité de l'acide (cp).

β: le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).

r_i : le rayon de drainage (ft).

r_w : le rayon du puits (ft).

C. Calcul de la pression de fracturation

La pression d'injection en surface est le produit entre le Gradient de fracturation G_f et la hauteur à mi- perforation *H_{mi perfos}* selon la formule 13 ci-dessous :

$$P_{frac} = (G_f * H_{mi\ perfos}) \dots (13)$$

A.N

$$P_{frac} = (0.7 * 11222.64) \rightarrow P_{frac} = 7855.848 \text{ Psi}$$

La pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser 7855.848 Psi qui est la pression de fracturation « P_{frac} ».

4.1.7. Exécution de l'opération d'acidification

A. Introduction

Le puits BKHE-1 est un puits producteur d'huile, qui avait commencé à produire en 2000 puis a chuté à moins de 10 m³/hr. En 2012 le puits a été sélectionné pour un nettoyage au reformat, en aout 2013, il lui a été réalisé un traitement matriciel au reformat, puis en mai 2014 un tube clean et clean out lui ont été effectués, ce qui a donné un gain de 1 m³/hr puis a recheté à 10 m³/hr. (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

Après avoir essayé les traitements à base de solvant organique (reformat) qui n'ont pas donné l'amélioration prévue, il a été retenu de traiter la matrice avec de l'acide.

B. Consigne de sécurité

L'opération d'acidification nécessite le respect de règles de sécurité. A cet effet une réunion de sécurité, animée par le superviseur de la société BJSP qui est en charge de

l'opération, et regroupement le superviseur et l'agent de sécurité SH/DP a été organisée. Elle a été destinée à expliquer les différentes étapes de l'opération et l'importance du respect des consignes de sécurité à tout le personnel présent sur chantier. Les points essentiels qui ont été discutés sont les suivants : (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

- L'accès et l'évacuation du chantier et changement du personnel.
- Equipements utilisés sur chantier et limitation du champ d'activité.
- Organisation de l'opération et éclairage du champ d'activité.
- Différents fluides utilisés.
- Contrôle des lignes et des équipements avant le test en pression.
- S'assurer de la compréhension du personnel présent, de l'importance de l'opération et des consignes de sécurité.
- Risques spécifiques de l'opération.
- Utilisation correcte des équipements de sécurité.
- Conditions climatiques (direction du vent).
- Remise en état du site après la fin de l'opération.

C. Procédure de l'opération

L'opération s'est déroulée en deux jours et a été effectuée par la société de service BJSP :

1^{er} jour : Nettoyage

Nettoyage du tubing liner et des perforations par l'eau traitée nitrifiée et le Tube clean (HCl 7.5%) nitrifié, selon les proportions suivantes:

- 04m³ d'eau traitée nitrifiée
- 04 m³ de Tube Clean HCl 7.5% nitrifié
- 04 m³ d'eau traitée nitrifiée,

2^{ème} jour : Traitement matriciel

Traitement de la matrice par l'acide « HS BJ SS Acid + HCl 5% » Sandstone Acid Half Strength avec différents additifs.

Descendre le CT « coiled tubing » jusqu'au fond (3480 m) à 20 m/min en pompant de l'eau traitée nitrifiée à 0.3 bpm, lorsqu'il atteint le niveau 3432 m (mis perfos), pomper les fluides de traitement suivants :

- 2.0 m³ d'eau traitée (Spacer entre la mousse et l'acide) 1.2bpm.
- 2.0 m³ de Preflush (Acide Formique 10%) 1.2bpm.
- 2.3 m³ de HS BJ SS Acid 1.2bpm

Une fois le preflush arrive à un certain niveau du coiled Tubing « CT » continuer à pomper en squeeze les fluides suivants :

- 1.7 m³ de HS BJ SS Acid 1.2bpm
- 2.0 m³ d'Overflush (HCl 5%) 1.2bpm

- Déplacer avec 4.3 m³ d'eau traitée à 1.2 bpm et laisser réagir pendant 1 heure.
- Après le temps de réaction, ouvrir le puits sur torche et commencer la remontée du Coiled Tubing à 25 m/min.
- CT à 2800 m, initier un kick off jusqu'au retour de tous les fluides pompés en surface.
- Démontage des équipements tout en laissant la plateforme propre.
- Remise du puits en service, et évaluation du traitement après jaugeage.

NB :

- * Pression maximum de circulation est de 4000 psi.
- * Ne pas dépasser la pression de fracturation lors du squeeze
- * Prendre des échantillons des fluides de retour et détecter la présence de l'acide avec le papier pH.

4.1.8. Analyse des résultats

- Comportement du puits repris au tableau (4-9) ci-dessous
- Comparaison entre les paramètres repris au tableau (4-10) ci-dessous

Tableau 4-9 : Comportement du puits avant et après stimulation

Date de l'opération	Sté de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 21 au 22/01/2015	BJSP	HS BJSS Acid + HCl 5%	10.06	10.14	Amélioration Partielle

Commentaires

- Ce tableau fait ressortir toutes les données concernant l'opération d'acidification exécutée du 21 au 22 Janvier 2015 : L'objectif est la suppression de l'endommagement causé par les dépôts organiques et minéraux. Cette opération est gérée par la société de service BJSP. Nous remarquons que le système d'acide (HS BJSS + HCl 5%) appliqué rapporte une amélioration partielle avec un gain de 0.08 m³.
- **Le système du fluide utilisé**

1^{er} jour: Tube Clean & Perforation Wash

{ Eau traité nitrifié 2% NH₄Cl
Gel
Tube Clean (HCl 7.5%)
Solution neutralisante

2^{ème} jour : Traitement Matriciel au BJ SS Acid

{ Eau traitée 2% NH₄Cl
Mousse pour remplissage du puits
Preflush (Acide formique 10%)
Overflush (HCl 5%)
BJ Sandstone Acid (Half Strength)
Solution neutralisante

Tableau 4-10 : Comparaison entre les paramètres du puits avant et après stimulation

Bancs	Perforations (m)	PLT du 23/06/2015			PLT du 24/09/2011		
		Qo (m ³ /h)	Taux (%)	Qg (m ³ /h)	Qo (m ³ /h)	Taux (%)	Qg (m ³ /h)
N1	3421.00 à 3423.40	1.14	11.69	194.06	0,68	4.66	110.42
N2	3425.00 à 3426.50	1.19	12.21	201.62	1.76	12.05	284.51
N3	3427.30 à 3428.00	0.72	7.38	122.24	1.03	7.05	165.96
N4	3430.00 à 3432.00	6.69	68.62	1133.35	10.53	72.12	1705.3
N5	3438.50 à 3439.20	0.00	0.00	00	0.059	0.40	9.65
N6	3440.00 à 3443.00	0.008	0.08	1.40	0.54	3.70	87.60
Total		9.75	100	1652.66	14.6	100	2363.5

Commentaire

La comparaison des résultats avec la dernière mesure du 24/09/2011, montre ce qui suit :

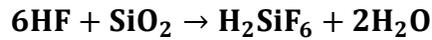
- Banc N1 : augmentation de débit de production, sa contribution passe de 4.66% à 11.69%. Banc N4 : chute de débit actuel de production de 3.84 m³/h.
- Bancs N2, N3 et N5 : Contribution presque stable.
- Banc N6 : débit actuel nul, il était de 0.54 m³/h.

Selon ces résultats, il est à remarquer qu'il y a une légère amélioration du débit de production. Ceci signifie que l'attaque de la formation réservoir par un couple d'acide formique et d'acide chlorhydrique a conduit à une dissolution partielle de la formation gréseuse, sauf qu'il y a d'autres éléments chimiques qui se produisent, et ralentissent la réaction de dissolution

Dans la stimulation par acidification des formations gréseuses, des mélanges d'acides contenant de l'acide fluorhydrique (HF) sont utilisés à cause de la capacité spéciale de l'HF à dissoudre des minéraux siliceux. L'acide fluorhydrique est un acide faible pour de faibles concentrations, mais à des concentrations élevées, les molécules de HF s'associent pour former des acides forts de la forme H_nF_n.



L'acide fluorhydrique peut réagir avec les minéraux siliceux selon la réaction chimique suivante :



Ces réactions chimiques semblent simples, mais en réalité sont vraiment très complexes. En général d'autres réactions peuvent avoir lieu en produisant des solutions chimiques insolubles, ce qui conduit à un endommagement. C'est pour cette raison que l'excès d'acide chlorhydrique doit être maintenu dans le mélange et que les solutions diluées d'acide chlorhydrique sont utilisées comme preflushs avant les acides mélangés (HF, HCl).

4.2.Puits BKHE5

4.2.1. Données du puits et du réservoir

Le puits BKHE 5 est un puits producteur d'huile, nouvellement foré dans le réservoir SI dans la zone Ben Kahla Est afin de procéder à l'extension du réservoir triasique dans cette partie du champ. (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

L'exploitation de ce puits a commencé le 22/05/2016, son débit de production d'huile oscillait aux alentours de 1.91m³/h, un débit qui a diminué brusquement après l'acidification du 31/05/2016.

Le puits étudié est un puits éruptif présentant une hauteur utile de 5,5m, sa porosité est autour de 10% dont le volume d'argile moyen est de 20.98% avec une pression du réservoir 325.289 kgf/cm². Ces données sont reprises dans le tableau (4-11) ci-dessous :

Tableau 4-11 : Données du puits et du réservoir

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Pression réservoir	Formation
PPH éruptif	SI	5,5m	10.03%	20.98%	325,289kgf/cm ²	Gréseuse

4.2.2. Opérations exécutées sur le puits BKHE 5

A. Test de Jaugeage

Afin de connaître les paramètres de production de ce puits sous les conditions d'exploitation, (pression en tête, pression de ligne, débit d'huile, débit de gaz), un test de jaugeage de ce puits a été réalisé. Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau (4-12).

Tableau 4-12 : Test de jaugeage

Date	Ptête (kgf/cm ²)	Ppipe (kgf/cm ²)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
Avant ouverture	80	/	/	/
30/05/2016	43	14	1,922	226,89

Les résultats obtenus montrent que la pression en tête avant l'ouverture était de 80 kgf/cm², cette dernière s'est réduite de moitié environ (Pt : 43 kgf/cm²), réduction qui peut être attribuée à une mauvaise communication couche-trou.

Dans le but de rétablir la liaison couche-trou endommagée par le filtrat de boue, des mesures de diagraphies ont été réalisées. Sur la base des résultats obtenus, il a été décidé de perforer l'intervalle allant de 3469 à 3474,5m soit une hauteur de 5.5m, cette partie jugée bonne pour ses caractéristiques pétro-physiques.

B. Mesures PLT

Afin d'évaluer le mouvement des fluides de ce puits pétrolier, quantifier les débits et les propriétés des fluides dans les conditions de ce puits, des mesures de PLT ont été effectuées. Les résultats obtenus sont indiqués dans les tableaux (4-13 et 4-14). Ils représentent les paramètres enregistrés au niveau de la station de contrôle 3450m et aux niveaux N1 et N2.

Tableau 4-13 : Paramètres enregistrés au niveau de la station de contrôle

Paramètres enregistrés	Pression (kgf/cm ²)	Température (°C)	Densité (g/cc)	Spinner (rps)
Au début de l'opération	125,35	103,48	0,72	2,50
A la fin de l'opération	119,27	103,25	0,66	3,37

Tableau 4-14 : Paramètres enregistrés au niveau des stations N1 et N2

Réservoir	Stations (m)	Pression (kgf/cm ²)	Température (°C)	Densité (g/cc)	Spinner (rps)
TAG-SI	3467	121,14	103,40	0,70	0,665
	3495	124,43	102,55	1,06	0

Sur la base des résultats obtenus, nous remarquons que la réponse du Spinner est faible, indiquant une faible production. Par contre le profil de pression indique la présence de deux gradients différents, synonyme de deux milieux. L'interface est localisée à 3473m, de l'eau douce (densité 1,07 g/cc), au-dessous, et un effluent de densité moyenne 0,74 g/cc au-dessus. La pression dynamique moyenne à mi-perforations est de 124,3 kg/cm², inférieure à la pression de bulle (182,4 kg/cm²).

Il est à remarquer également selon le tableau que la réponse de l'outil de température, montre un réchauffement net et apparent en face de l'intervalle perforé.

Les données de la mesure PLT pour le puits BKHE5, présentées dans les tableaux (4-15 et 4-16) reprenant les informations relatives aux conditions réservoir et surface déterminées par la participation des intervalles par phase, donnent une meilleure approche des caractéristiques du réservoir.

Tableau 4-15 : Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir)

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qt (m ³ /h)	Taux (%)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)	Densité (g/cc)	PFD (kg/cm ²)	TFD (°C)
TAG-SI	N1	3469,00 3471,70	1,93	65,54	1,58	0,36	0,72	124,80	103,55
	N2	3471,70 à 3474,50	1,02	34,46	0,86	0,16	0,85	125	103,40
Total			2,95	100	2,44	0,52	---	---	---

Tableau 4-16 : Participation des intervalles par phase (Conditions Surface)

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qo (m ³ /h)	Taux (%)	Qg (m ³ /h)
TAG-SI	N1	3469,00 à 3471,70	1,12	65,12	166,91
	N2	3471,70 à 3474,50	0,60	34,88	87,56
Total			1,72	100	254,47

Commentaire

Le résultat obtenu de cette interprétation met en évidence la faible production du seul banc perforé. La production est bi-phasique, en raison de la pression de fond (125 kg/cm²) (Tableau 4-16), inférieure à la pression de bulle 182,4 kg/cm². Toutefois, le débit d'huile produit est de 1,72 m³/h. La production est anhydre, elle provient essentiellement de la partie sommitale (zone 1) du seul banc perforé, à raison de 65,12%, contre 34,88% pour la partie basale du banc (zone 2)

4.2.3. Type d'endommagement

- Invasion du filtrat de boue

4.2.4. Traitement preconisé

Dans le but d'améliorer le débit de production et la pression du gisement, un traitement à l'acide est prévu. Il a été programmé selon les étapes suivantes :

- Un Nettoyage du tubing et des perfos avec un CTU afin d'éliminer toutes les incrustations au moyen du Tube clean et de l'eau traitée nitrifiée.
- Un traitement Matriciel au « BJ SS Acid » et « Organic Clay Acid » afin d'essayer de restaurer la perméabilité et augmenter un gain en production.

4.2.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Calculé par les formules N°11 et N°13 repris ci-dessus:

A. Calcul du volume d'acide à injecter

$$V_t = 3.87 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

$$P_{\text{frac}} = 7971.138 \text{ psi}$$

La pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser 7971.138 Psi qui est la pression de fracturation « P_{frac} ».

4.2.6. Exécution de l'opération

En vue de rétablir la communication puits-réservoir, deux types de fluides ont été retenus et utilisés, le premier à base d'acide HS BJSS quant au deuxième à base d'argile organique.

La procédure de l'opération : Elle se présente comme suit :

Pour le traitement à l'acide « HS BJSS » l'opération se déroule de la même manière que celle du puits BKHE1 et en utilisant les mêmes quantités.

Pour le traitement à l'acide « OCA »

1^{er} jour : Nettoyage des perforations et du tubing

Pomper de l'eau traitée nitrifiée à 0.3 bpm et une quantité d'azote égale à 15 lpm (Litre par minute).

Nettoyage des perforations avec les fluides suivant :

- | | |
|---|------|
| ➤ 03m ³ d'eau traitée nitrifiée | 1bpm |
| ➤ 03 m ³ de Tube Clean HCl 7.5% nitrifié | 1bpm |
| ➤ 03 m ³ d'eau traitée nitrifiée | 1bpm |

Pomper 1m³ de Foamed Gel suivi de 2m³ d'eau traitée nitrifiée et 1m³ d'azote à 50 lpm.

Nettoyer le coiled tubing avec une solution neutralisante en pompant 2m³ de 'Soda ash' suivi d'un volume d'eau.

2^{ème} jour : Traitement matriciel

Pomper 2m³ de spacer suivi de 2m³ de Mudclean OB

Fermer le puits et continuer le reste du traitement comme suit :

- | | |
|---|---------|
| ➤ 2 m ³ de MudClean OB | 0.5bpm |
| ➤ 2.0 m ³ de Preflush (5% HCl) | 1.2 bpm |
| ➤ 2.0 m ³ de spacer (5% NH ₄ cl + U066) | 1.2 bpm |
| ➤ 4.0 m ³ d'OCA (main treatment) | 1 bpm |
| ➤ 2.0 m ³ d'Overflush (5% HCl) | 0.8 bpm |

Déplacer avec 4 m³ d'eau traitée à 1.2 bpm et laisser réagir pendant 1 heure.

NB :

- * Ne pas dépasser la pression de fracturation lors du squeeze (3000 psi en tête).

4.2.6. Analyse des résultats

Tableau 4-17 : Résultat de l'opération d'acidification

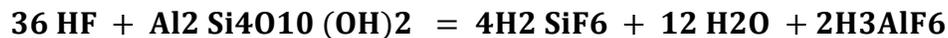
Date de l'opération	Sté de service	Système d'acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Pt avant	Pt Après	Résultat
Du 13 au 14/10/2016	SLB-COPS	HS BJSS Acid	1.92	1.44	16	32	Diminution du débit
Du 31 au 02/06/2016	BJSP	OCA	1.19	0.7	43	27	Diminution du débit

Commentaires

Pour la première opération du 14/10/2016, la pression s'est nettement améliorée en passant de 16 à 32 kg/cm², par contre le débit a diminué de 1.92 à 1.44 m³/h. Pour la deuxième opération, il y a eu une chute considérable de la pression et également du débit qui passent respectivement de 43 à 27 kg/cm² et 1.19 à 0.7 m³/h comme le montre le tableau (4-17).

Les stimulations à l'acide accomplies dans le champ de Benkahla-Est (BKHE5) n'ont pas donné satisfaction. Il peut être déduit que les systèmes acides choisis sont incompatibles avec la matrice, comme il est fort probable qu'il peut être conclu que la minéralogie du réservoir a subi un changement, suite à une altération latérale des faciès. L'utilisation d'un système à base d'argile a conduit à un endommagement plus sévère que celui à base HS BJSS.

En général des couples d'acides fluoro-chlorohydriques ont été utilisés afin d'éliminer les endommagements causés par la présence d'argiles. L'élimination de ces types d'endommagements résulte de la dissolution d'argile en réagissant avec l'acide fluorhydrique comme le montre la réaction chimique suivante :



La dissolution de ces argiles présente dans la formation réservoir peut réagir avec les fluides utilisés pour la stimulation et conduits à la formation d'autres solutions chimiques qui se déposent sur les parois ou même dans la porosité, ce qui diminue sa perméabilité et par la suite la circulation du fluide de la formation vers le puits pétrolier.

4.3.Puits OKS25

4.3.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS25 est situé au Sud-Ouest du puits OKS04, à une distance de 1500 m, il a été mis en service comme puits producteur d’huile le 27 mars 2013. (Figure 4-9).

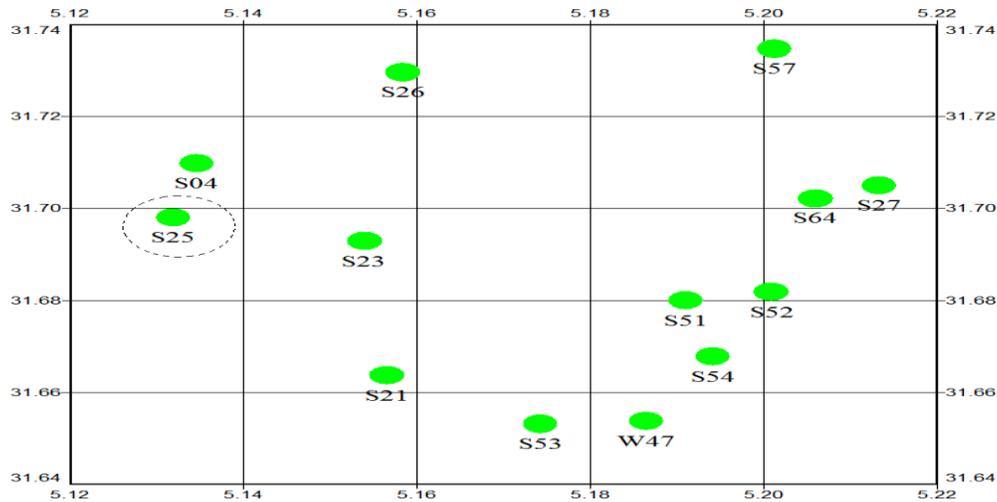


Figure 4-9 : Situation géographique du puits OKS 25

Le puits étudié est un puits éruptif présentant une hauteur utile de 7.62m, sa porosité est de 13% dont le volume d’argile moyen est de 4.5% avec une saturation en eau de 31.6%. Ces données sont représentées dans le tableau 4-18 ci-dessous : (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

Tableau 4-18 : Résultats de la diagraphie de forage

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Sw	Formation
PPH éruptif	SI	7.62m	13%	4.5%	31.6%	Gréseuse

4.3.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 25

A. Test de jaugeage

Les tests de jaugeage réalisés sur le puits OKS25 sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 4-19 : Résultats du jaugeage

Date	P (tête) (kgf/cm ²)	P (Pipe) (kgf/cm ²)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
16/05/2013	78,3	24	6,529	2864.72
07/12/2013	64	23	2,959	294.17
20/05/2014	74	22	3,101	3251.1
10/12/2014	67,8	23,7	2,896	3874.8
22/05/2015	65,2	23,3	3,159	4128.2
30/09/2015	61.4	26.6	2.826	3843.3

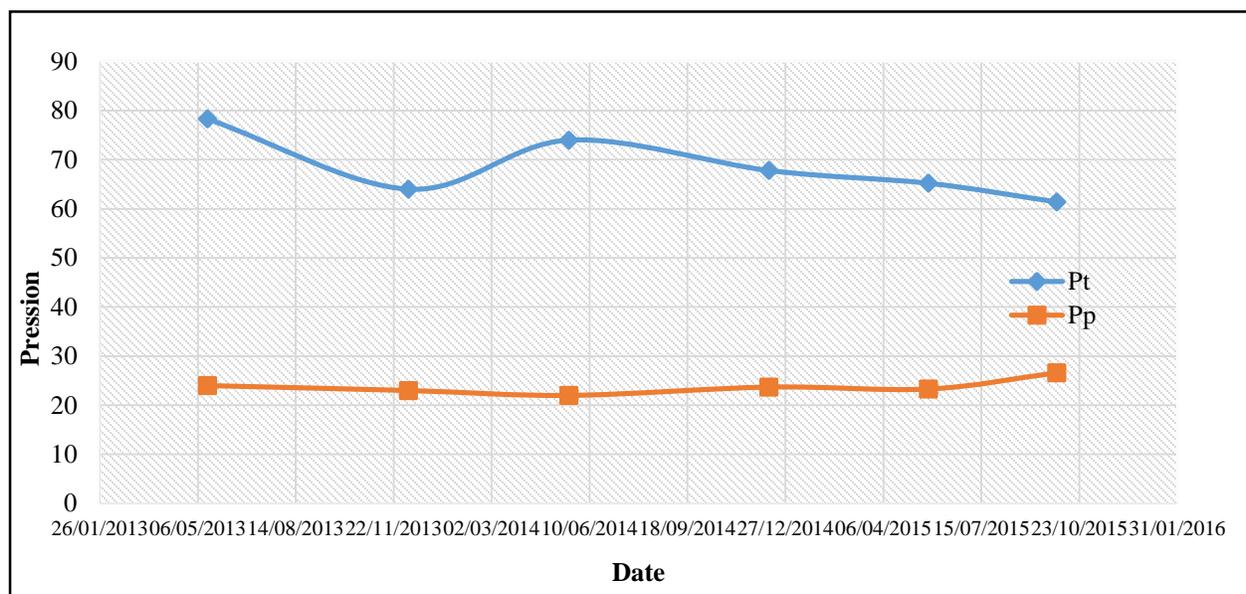


Figure 4-10 : Evolution de la Pression en tête et pipe

Les résultats obtenus, montrent que la pression en tête diminue à partir de Mai 2013 jusqu'à Décembre 2013, puis cette pression s'est accentuée en atteignant un pic de 74 kgf/cm². Cette pression rechute en atteignant 61.4 kgf/cm². (Voir figure 4-10)

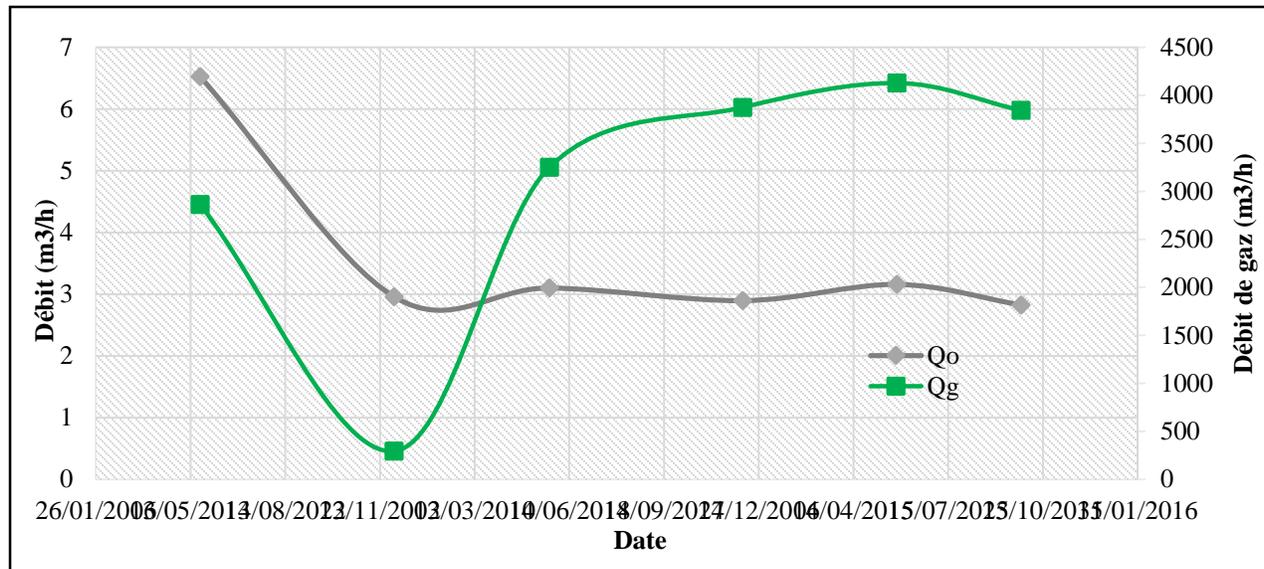


Figure 4-11 : Evolution du débit d'huile et gaz

Concernant le débit d'huile et de gaz, les résultats présentés sur la figure (4-11), montrent que le débit d'huile chute de 2012 jusqu'au début de l'année 2014 puis on remarque une légère augmentation du débit de production. Ceci est dû en fait à la création de nouveaux canaux permettant une circulation aisée des fluides. Quant au débit de gaz, on voit un abaissement de Mai 2013 jusqu'à Décembre 2013, puis il augmente jusqu'à ce qu'il se stabilise de Décembre 2014 à Septembre 2015.

D'après les figures 4-10 et 4-11, on remarque que le débit d'huile et la pression tête évoluent en phase, ce qui fait ressortir que la pression en tête influe sur la production.

B. Mesure Wire Line

Tableau 4-20 : Contrôle WL

Gradient de frac :	0.7 psi/ft
P. Tête en puits	60 kgf/cm ²
Relevé de pression :	
Pression Pipe	23 kgf/cm ²

Commentaire :

En comparant la pression en tête du WL à la Pt du dernier test de jaugeage, on constate qu'elle a légèrement diminué, ce qui nous mène à conclure que le « TS » est bouché. On fait descendre un équipement destiné à relever l'empreinte au niveau du top sédiment qui nous permettra de déterminer l'origine du bouchage et ainsi procéder au traitement.

C. Mesure PLT

Le réservoir est décomposé en trois (3) zones, chaque zone fournit les données suivantes: Le débit d'huile "Qo, le débit de gaz "Qg", la pression de fond dynamique "PFD", et la température de fond dynamique "TFD" et le taux de participation d'huile (%).(Voir tableau 4-21)

Tableau 4-21 : Résultats de la mesure PLT

Réservoir	Bancs	Perforations (m)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)	Taux (%)	PFD (kgf/cm ²)	TFD (°C)
SI	N1	3447,00 à 3450,00	2,50	105,49	53,88	266.32	99.03
	N2	3452.50 à 3453,00	0,56	12,69	12,07	266.74	99.04
	N3	3454,50 à 3457,00	1,58	695,53	34,05	266.98	99.12
Totaux			4,64	813,71	100%		

Selon les résultats du PLT, la production d'huile, provient essentiellement du banc N1 avec un taux de participation de 53.88%, suivi par le banc N3 avec un taux de participation de 34.05%, la participation du deuxième banc N2 est très faible, elle est de 12.07%.

Le paramètre relatif de pression ne montre presque aucune variation durant tous les enregistrements.

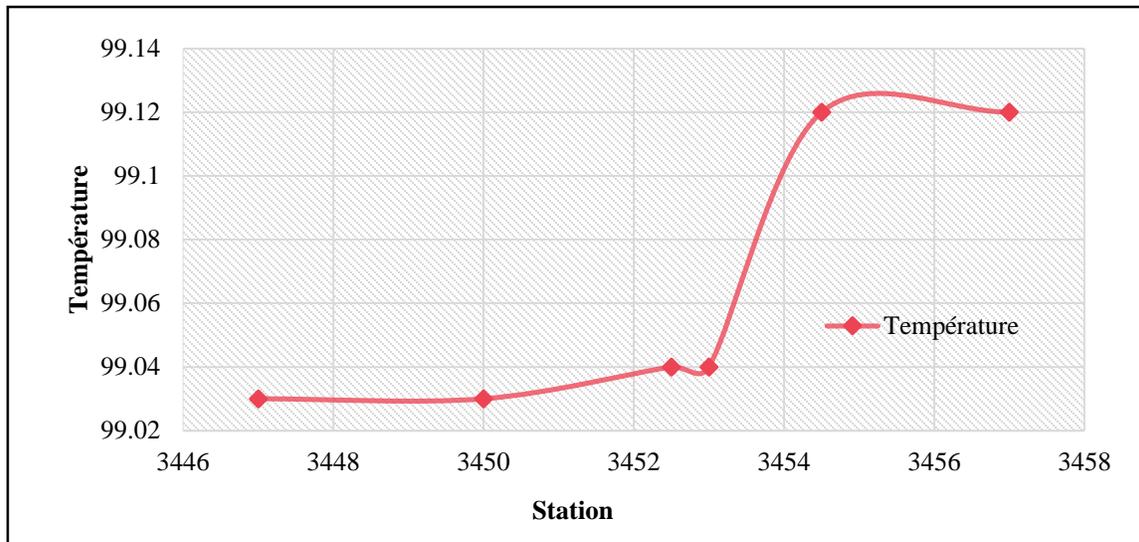


Figure 4-12 : Evolution de la température en fonction des différentes couches de la zone productive

La figure 4-12 montre l'évolution de la température de fond dynamique pour les différentes couches perforées indiquant un réchauffement très net au droit des Bancs N1 et N3, et un léger réchauffement en face du Banc N2, de ce fait il est déduit que le principal producteur est le banc N1 suivi par le banc N3.

D. Test SBU

Les résultats des pressions et températures de fond dynamique et statique obtenus par la technique SBU du puits OKS25 sont présentés respectivement dans les tableaux (4-22) et (4-23).

Tableau 4-22 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kgf/cm ²)	TFD (°C)
0	77,81	13,44
500	107,01	37,72
1000	137,89	53,22
1500	170,46	64,26
2000	202,11	75,41
2500	233,94	84,68
3000	265,36	92,30
3430	288,48	99,95

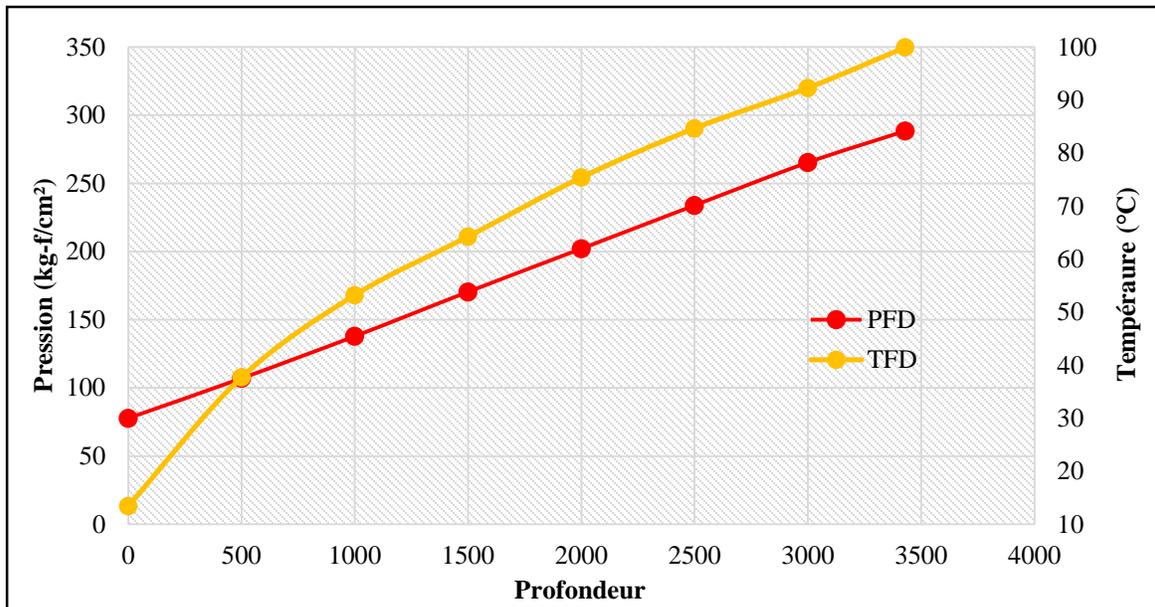


Figure 4-13 : Evolution de la Pression et de la température de fond dynamique

La figure 4-13 montre l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression forme une droite, augmente régulièrement en proportionnalité avec la profondeur. La température forme une légère courbure à 500m, puis évolue progressivement.

Tableau 4-23 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kgf/cm ²)	TFS (°C)
0	116,85	31,73
500	151,01	44,02
1000	184,86	54,69
1500	218,25	64,33
2000	251,33	77,03
2500	283,84	87,61
3000	316,40	94,38
3430	344,17	98,31

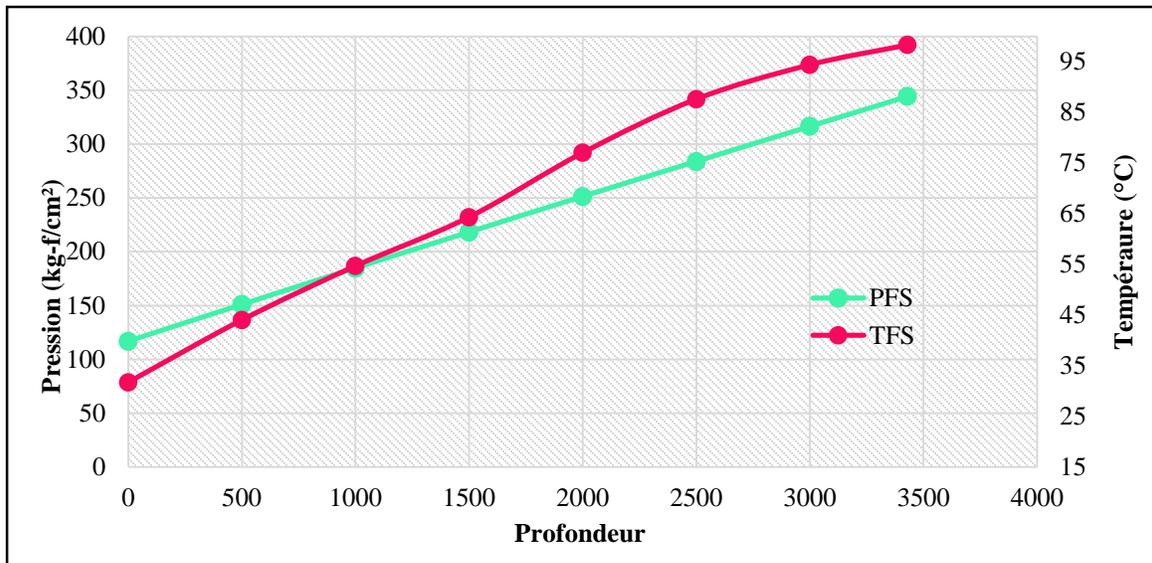


Figure 4-14 : Evolution de la Pression et de la température de fond statique

La figure 4-14 représente l'évolution de la pression et de la température de fond statique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression et la température évoluent progressivement, la pression de fond statique forme une droite.

Les paramètres obtenus dans le tableau 4-24 en utilisant la technique SBU, permettront de déterminer l'indice de productivité (IP) théorique et réel et le rendement d'écoulement (RE) et le skin (S) :

Tableau 4-24 : Résultats de l'interprétation « SBU »

P1hr (psi)	m (psi)	K.H (md.ft)	K (md)	Pr (psi)	Skin « S »	ΔP Skin (psi)
4780,465	56.3244	580.7	8.83	5043.74	6.52	319.4

- Calcul de l'indice de productivité (IP), et Rendement d'écoulement (RE)

$$IP \text{ réel} = 0,0416522 \frac{m^3/h}{kgf/cm^2}$$

$$IP \text{ théorique} = 0,0481659 \frac{m^3/h}{kgf/cm^2}$$

$$RE = 0,86766 \Rightarrow RE = 86,76\%$$

Commentaire

Rendement d'écoulement inférieur à 1 et le skin est positif (6.52) ce qui confirme que le puits est endommagé.

Les résultats obtenus par les différentes techniques, et les calculs du rendement d'écoulement et du skin, confirment que le puits est endommagé puisque le skin est positif (6.52) et « RE » < 1. Une baisse du taux de production (chute du débit d'huile) est observée au niveau de ce puits nécessite un traitement matriciel afin d'améliorer les propriétés pétro-physiques du réservoir et ainsi améliorer sa productivité.

4.3.3. Types d'endommagement

L'endommagement est dû au :

- Changement de mouillabilité: la présence des surfactants dans la boue de forage peut changer la mouillabilité,
- Formation d'une émulsion due à l'invasion de la formation par le filtrat de boue lors du forage.

4.3.4. Traitement preconisé

Un traitement à l'acide est prévu afin d'améliorer les conditions de production du puits OKS25 tels que pression et débit. Le traitement s'effectuera en deux étapes, comme suit:

- Nettoyage des perforations en effectuant des passes avec le Tube clean, le long des perforations.
- Acidification de la matrice en un seul étage, avec le fluide à base d'acide BJ Sandstone Acid

4.3.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

L'injection d'un fluide acidifiant doit être fait d'une manière optimale, pour cela certains paramètres doivent être calculés tels que le volume d'acide nécessaire pour la stimulation et la pression d'injection et respectivement comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 7.698 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

La pression d'injection en surface est le produit entre le Gradient de fracturation G_f et la hauteur à mi-perforation $H_{mi\ perfos}$ selon la formule 13 ci-dessous :

$$P_{frac} = (G_f * H_{mi\ perfos}) \dots (13)$$

A.N

$$P_{frac} = (0.7 * 11322.56) \rightarrow P_{frac} = 7925.792 \text{ Psi}$$

Il est à noter que la pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser la pression de fracturation ($P_{frac} = 7925.792 \text{ Psi}$).

4.3.6. Analyse des résultats

L'opération d'injection du fluide acidifiant de type HS BJSS a donné les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4-25 : Comportement du puits avant et après stimulation

Date de l'opération	Société de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 08 au 09/06/2015	BJSP	HS BJSS Acid	2.65	4.61	Amélioration

D'après les résultats obtenus, le débit de production du puits OKS25 est passé de 2,65m³/h avant acidification à 4,61 m³/h après acidification, soit un gain de 1.96 m³/h, cela procède du choix de l'acide approprié au traitement et le bon déroulement de l'opération d'acidification (un bon dégorgement des acides usés). Ce gain du débit de production se traduit par une bonne interaction entre le fluide d'acidification et la formation réservoir.

4.4.Puits OKS27

4.4.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS27 est situé au Nord-Ouest du puits OKS51, à 3,5km et à 2km à l'Ouest d'OKS55 (Figure 4-15). Les données du puits OKS27 sont représentées dans le tableau 4-26 ci-dessous :

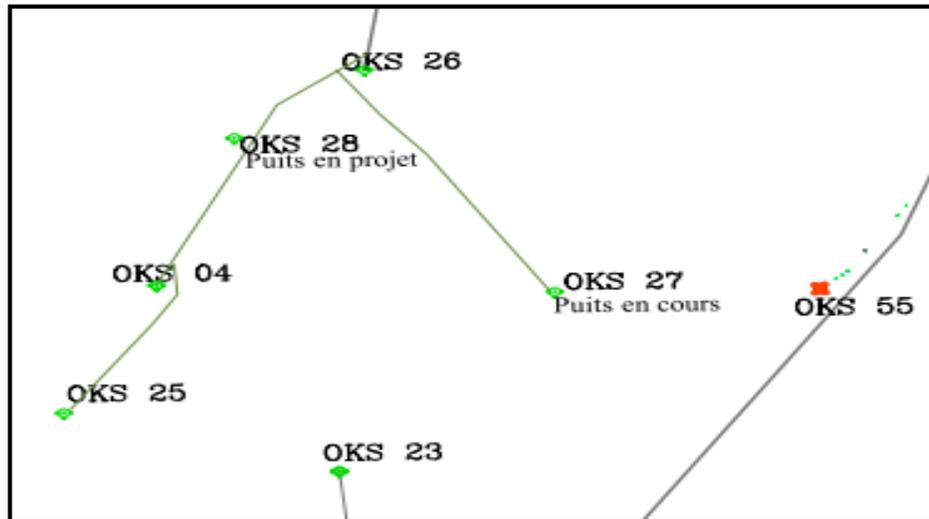


Figure 4-15 : Situation géographique du puits OKS27

Le puits étudié est un puits éruptif présentant une hauteur utile de 10.5m, sa porosité est de 7.5% dont le volume d'argile moyen est de 8.68% avec une saturation en eau de 39.38%. (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

Tableau 4-26 : Résultats de la diagraphie de forage

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Sw	P. Tête en puits	Formation
PPH éruptif	SI	10.5m	7.55%	8.68%	39.38%	30 bars	Gréseuse

4.4.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 27

A. Mesure de PLT

Le réservoir est décomposé en quatre (4) zones, les données de chaque zone se rapportent au débit d'huile "Qo", au débit de gaz "Qg" et au taux de participation d'huile (%) qui sont détaillées dans le tableau 4-27:

Tableau 4-27 : Résultats de la mesure PLT

Réservoir	Bancs	Perforations (m)	Qo (m ³ /h)	Taux (%)	Qg (m ³ /h)
SI	N1	3451,00 à 3454,50	0,17	6,64	27,26
	N2	3455,00 à 3456,00	0,27	10,55	44,73
	N3	3461,00 à 3462,00	0,41	16,02	67,71
	N4	3463,00 à 3466,00	1,71	66,80	282,06
Totaux			2,56	100	421,77

Commentaire

La production d'huile, aux conditions de surface, provient essentiellement du banc N4 avec un taux de participation de 66.80%, suivi par le banc N3 avec un taux de participation de 16.02%, la participation des autres bancs est très faible.

B. Résultats de la mesure SBU

Une interprétation d'une remontée de pression de courte durée, enregistrée sur OKS27 donne les pressions et températures de fond dynamique et de fond statique respectivement reprises dans les tableaux (4-28) et (4-29).

Tableau 4-28 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kgf/cm ²)	TFD (°C)
0	50,85	13,66
500	72.60	37,34
1000	100.20	56,42
1500	128,90	63,65
2000	159,51	74,94
2500	191.46	85,75
3000	222,75	93,07
3430	250,00	101,39

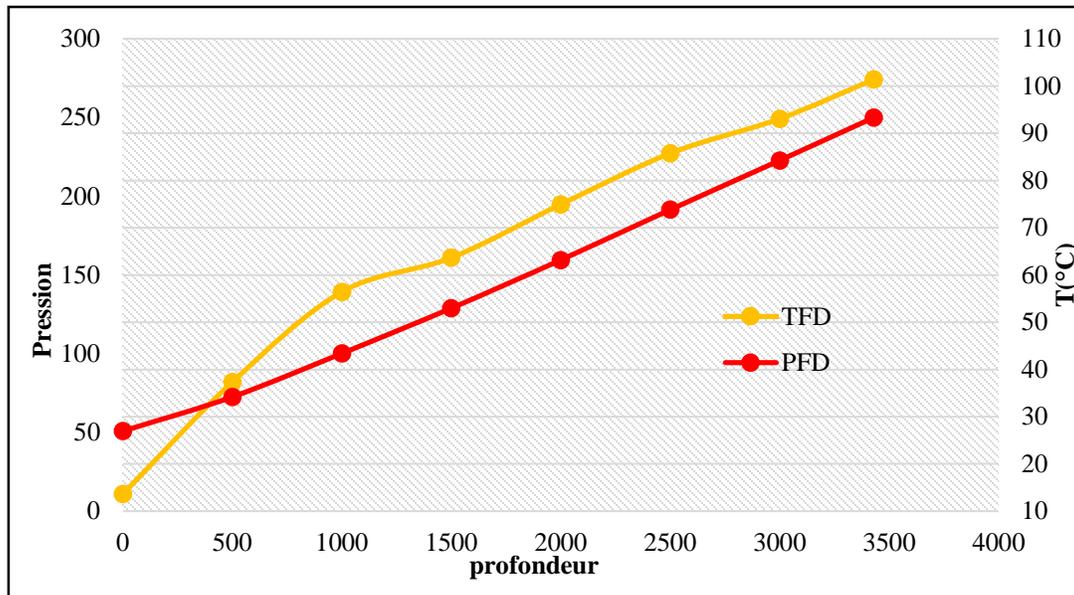


Figure 4-16 : Evolution de la pression et température de fond dynamique

La figure 4-16 montre l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression forme une droite, augmente régulièrement en proportionnalité avec la profondeur. La température forme une légère courbure à 1000m, puis évolue progressivement.

Tableau 4-29 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kgf/cm ²)	Température (°C)
500	-	-
1000	-	-
1500	-	-
2000	-	-
2500	-	-
3000	312,41	94,25
3430	342,92	99,15

Commentaire

L'absence de résultats relatifs à la mesure de la PFS est due à un incident qui s'est déroulé au moment de la mesure de ce paramètre notamment lors de la remontée du palier de 3000m à 2500m, qui a entraîné la rupture du câble à la côte 2960m, l'ensemble des équipements et câble sont tombés au fond du puits.

Les paramètres obtenus dans le tableau 4-30 en utilisant la technique SBU, permettront de déterminer l'indice de productivité (IP) théorique et réel et le rendement d'écoulement (RE) et le skin (S) :

Tableau 4-30 : Résultats de l'interprétation « SBU »

P1hr (psi)	m (psi)	K.H (md.ft)	K (md)	Pr (psi)	Skin « S »	ΔP Skin (psi)
4679.48	85.34	446.08	12.9	4974,51	7.71	588,56

- **Calcul de l'indice de productivité et du rendement de l'écoulement :**

$$IP \text{ réel} = 0.0381 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} / \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

$$IP \text{ théorique} = 0.068 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} / \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

$$RE = \frac{IP \text{ actuel}}{IP \text{ théorique}} \Rightarrow RE = 0.5547 \text{ Soit un rendement d'écoulement de } \mathbf{55.47 \%}.$$

- **Calcul du Skin :** Il est estimé à $S = 7.71$.

Commentaire : Les résultats obtenus par les différentes techniques, et les calculs du rendement d'écoulement et du skin, confirment que le puits est endommagé puisque le skin est positif et $RE < 1$. Une baisse du taux de production (chute du débit d'huile) est constatée. Ce puits nécessite donc un traitement matriciel afin d'améliorer les propriétés pétro-physiques du réservoir et ainsi améliorer sa productivité.

4.4.3. Types d'endommagement

La chute du débit de production est étroitement lié à un endommagement représenté par :

- Migration des fines argileuses et déposition aux abords du puits ;
- Invasion du réservoir par les fluides de snubbing ;
- Blocage partiel des perfos par le dépôt de sel.

4.4.4. Traitement preconisé

Le traitement par stimulation avec fluide acidifiant s'effectuera en deux étapes, comme suit :

- Nettoyage des perforations en effectuant des passes avec le Tube clean, le long des perfos.
- Acidification de la matrice en un seul étage, avec BJ Sandstone Acid + 5% HCl

4.4.5. Calculs nécessaires à toute operation d'acidification

Les paramètres nécessaires pour la réalisation de l'opération d'acidification sont calculés comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 5.59 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

La pression d'injection en surface est le produit entre le Gradient de fracturation G_f et la hauteur à mi-perforation $H_{mi \text{ perfos}}$ selon la formule 13 ci-dessous :

$$P_{frac} = (G_f * H_{mi \text{ perfos}}) \dots (13)$$

A.N

$$P_{frac} = (0.7 * 11343.88) \rightarrow P_{frac} = 7940.716 \text{ Psi}$$

La pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser 7940.716 Psi qui est la pression de fracturation « P_{frac} ».

4.4.6. Analyse des résultats

Tableau 4-31 : Comportement du puits avant et après stimulation

Date de l'opération	Société de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 19 au 20/01/2015	BJSP	HS BJSS Acid + HCl 5%	1.3	2.58	Amélioration

Commentaire

A travers les résultats obtenus par acidification, le débit de production du puits OKS25 est passé de 1.3m³/h à 2.58 m³/h, soit un gain de 1.28 m³/h, cela est dû au bon choix de l'acide de traitement et le bon déroulement de l'opération d'acidification (un bon dégorgement des acides usés).

4.5.Puits OKS 30

4.5.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS30 entre dans le cadre du plan de développement du champ de Benkahla, et il se trouve à proximité du puits producteur OKS 21, dans la partie Ouest du gisement de Benkahla (Figure 4-17) (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK).

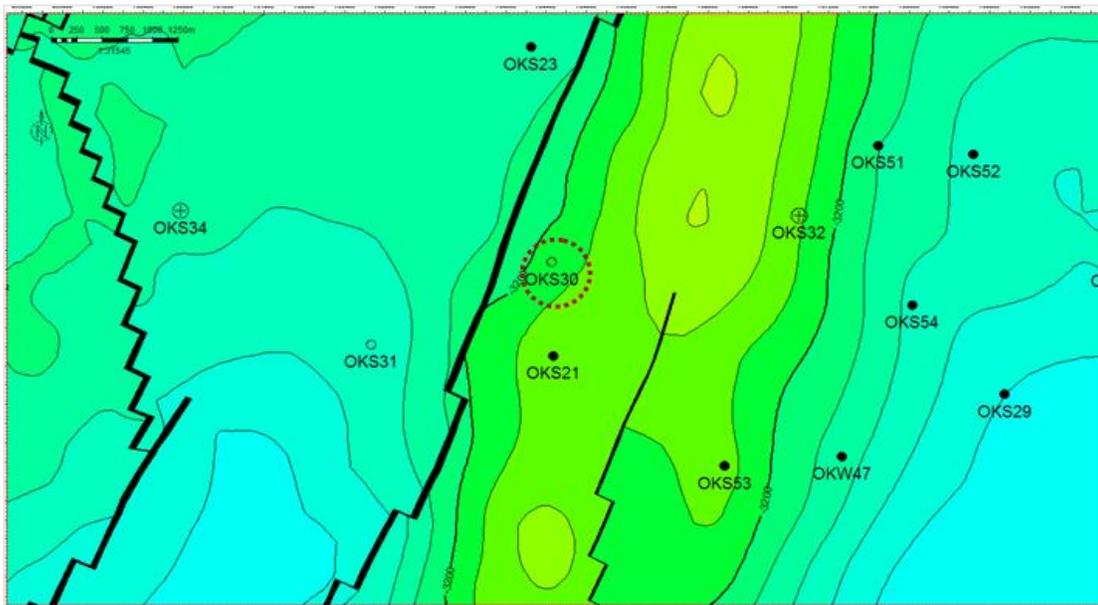


Figure 4-17 : Situation géographique du puits

Le tableau (4-32) représente les données du puits :

Tableau 4-32 : Résultats de la diagrapie de forage

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Formation
PPH éruptif	SI	26m	5.38%	Gréseuse

4.5.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 30

A. Test de jaugeage

Les résultats obtenus par le test de jaugeage sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4-33 : Résultats du dernier jaugeage

P (tête) (kgf/cm ²)	P (Pipe) (kgf/cm ²)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
56,4	22,80	/	/
42,20	14,4	1,72	233,36

Les résultats obtenus montrent que la pression en tête et la pression de pipe étaient respectivement de 56.4 kgf/cm² et de 22,8 kgf/cm², puis diminuent. Cette chute pourrait être un indice d'une mauvaise communication couche-trou.

A la suite de l'interprétation des résultats obtenus, il a été décidé de perforer l'intervalle allant de 3405m à 3408m pour le banc N1 et de 3414.5m à 3419.5m soit une hauteur de 8m, partie jugée bonne pour ses caractéristiques pétro-physiques.

B. Mesure de PLT

Le réservoir est décomposé en deux (2) zones, les données de chaque zone sont détaillées dans le tableau (4-34) et se rapporte: au débit d'huile "Qo", au débit de gaz "Qg", à la pression de fond dynamique "PFD", à la température de fond dynamique "TFD" et au taux de participation d'huile (%).

Tableau 4-34 : Participation des intervalles par phase

Réservoir	Bancs	Perforations (m)	Qt (m ³ /h)	Taux (%)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)	Pression (kgf/cm ²)	Température (°C)
SI	N1	3405,00 - 3408,00	0,11	4,82	0,11	18,41	258,18	99,8691
	N2	3414,50 - 3419,50	2,17	95,18	2,17	357,96	259,42	99,97
Totaux			2,28	100	2,28	376,37		

Commentaire

Les résultats du test PLT montrent que l'essentiel de la production vient du deuxième banc N2 avec un taux de participation de 95,18 %. Celle du premier banc est très faible. Le profil de température présente un très léger réchauffement en face du premier banc (3405,0m - 3408,0m), signe d'une petite contribution dans la production, puis on observe un second réchauffement plus important dans deuxième banc perforé.

C. Mesure SBU

Une interprétation d'une remontée de pression de courte durée est enregistrée sur le puits OKS25, dont les données sont représentées dans les tableaux 4-35) et 4-36) :

Tableau 4-35 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kg/cm ²)	Température (°C)
0	40.755	28.79
500	61.150	38.51
1000	88.352	51.00
1500	118.188	61.50
2000	149.591	75.26
2500	182.690	86.11
3000	215.489	94.21
3390	242.478	100.13

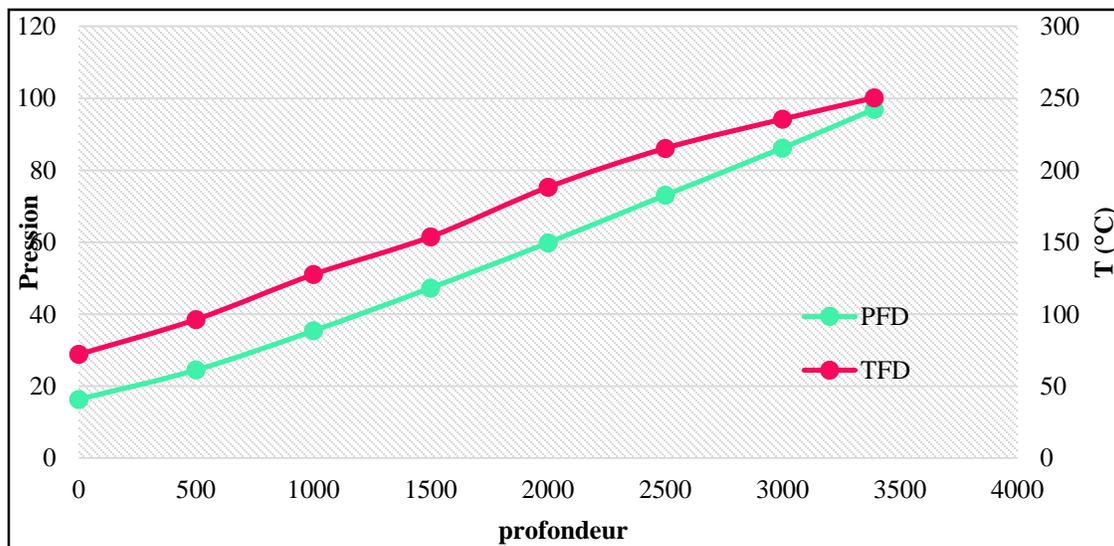


Figure 4-18 : Evolution de la pression et température de fond dynamique

La figure 4-18 montre l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression forme une droite, augmente régulièrement et proportionnellement à la profondeur. La température augmente de manière régulière également puis forme une légère courbure entre 2000m et 2500m.

Tableau 4-36 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kg/cm ²)	Température (°C)
0	79.408	29.34
500	111.533	34.69
1000	145.902	47.21
1500	179.452	57.31
2000	212.609	69.53
2500	245.328	83.60
3000	277.835	91.48
3390	304.861	98.85

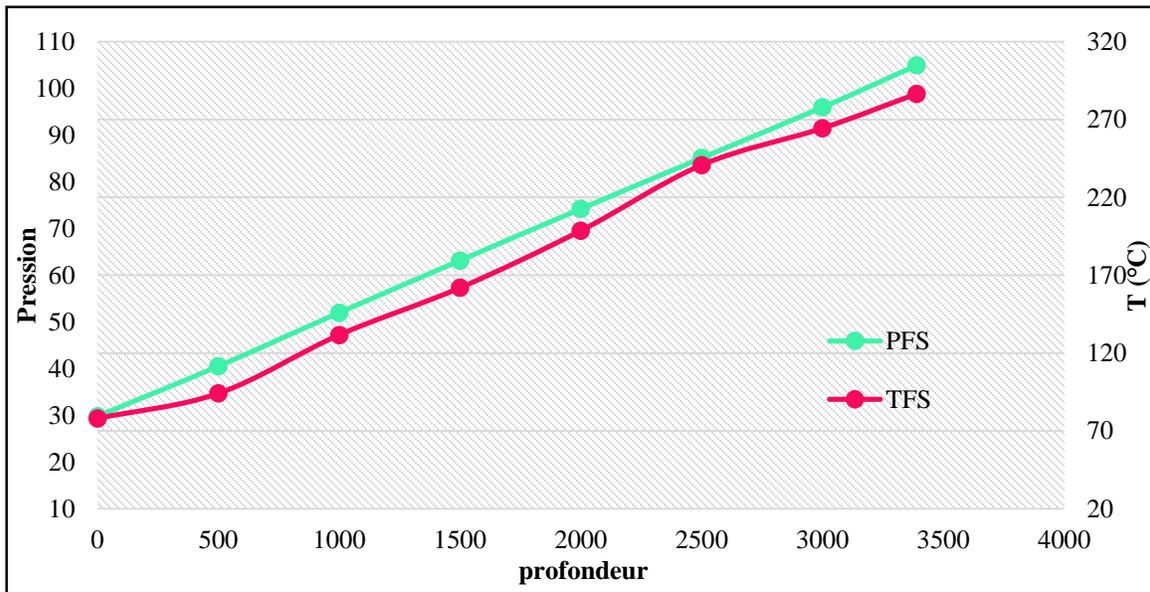


Figure 4-19 : Evolution de la pression et température de fond statique

La figure 4-19 représente l'évolution de la pression et de la température de fond statique en fonction de la profondeur. La pression statique et la température évoluent progressivement, la pression de fond statique forme une droite, tandis que la température augmente avec de légères courbures.

Les paramètres obtenus dans le tableau 4-37 en utilisant la technique SBU, permettent de déterminer le (Skin) :

Tableau 4-37 : Résultats de l'interprétation « SBU »

K.H (md.ft)	K (md)	P* (psi)	Skin « S »	ΔP Skin (psi)
813.44	9.54	4281,226	+27.8	2432,19

Sur la base des résultats obtenus, le skin (+27.8) est positif indiquant que le puits est endommagé. Il est également à signaler une baisse du taux de production (chute du débit d'huile) suite à une diminution de la pression du puits OKS30, ce qui nécessite un traitement matriciel afin d'améliorer les propriétés pétro-physiques du réservoir et ainsi améliorer sa productivité.

4.5.3. Type d'endommagement

D'après l'historique du puits OKS30, l'endommagement est dû probablement à la contamination par la boue de forage.

4.5.4. Traitement preconisé

Le traitement s'effectuera en deux jours et selon deux phases, comme suit :

1^{er} jour : Nettoyage

Nettoyage des sédiments jusqu'au fond

Un nettoyage à haute pression de l'intervalle des Perfos au Tube Clean (HCl 7.5%) et à l'eau traitée nitrifiée, en plusieurs injections. Le tout sera évacué à l'azote sur torche.

2^{ème} jour

Traitement Matriciel des abords du puits au HSBJ Sandstone Acid (Half Strength), en un seul étage.

Un Preflush Acide Formique 10% et un Overflush HCl 5% seront pompés respectivement avant et après le HS BJ Sandstone Acid. Le remplissage du puits se fera à l'eau traitée.

4.5.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Une fois que le programme de la stimulation par acidification a été arrêté, il ne reste qu'à calculer et quantifier les paramètres nécessaires pour cette opération tels que le volume d'acide nécessaire et la pression optimale d'injection et ce comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

Le volume d'acide nécessaire afin d'accomplir l'opération de la stimulation par acidification est calculé par la formule N° 11 :

$$V_t = 9.86 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

La pression nécessaire pour injecter le fluide du traitement d'acidification est calculé sur la base du formules N° 13 :

$$P_{frac} = 783.510 \text{ Psi}$$

La pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser 783.510 Psi qui est la pression de fracturation « P_{frac} ».

4.5.6. Analyse des resultats

Tableau 4-38 : Comportement du puits avant et après stimulation

Date de l'opération	Société de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 30 au 31/03/2017	BJSP	HS BJSS Acid	1.13	2.109	Amélioration

Sur la base des résultats d'acidification, le débit de puits est passé de 1.13m³/h à 2.109 m³/h, soit un gain de 0.799 m³/h, cela traduit une bonne interaction entre le fluide utilisé pour la stimulation et la formation.

4.6.Puits OKS32

4.6.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS32 est situé à 1Km au Sud-Ouest du puits OKS51 comme le montre la figure (4-20), foré dans le réservoir SI, du 06/05 au 02/07/2015, il a été mis en service comme puits producteur d’huile le 12 Novembre 2015. (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK) Les données obtenues par l’interprétation de la diagraphie de forage sont représentées dans le tableau4-39).

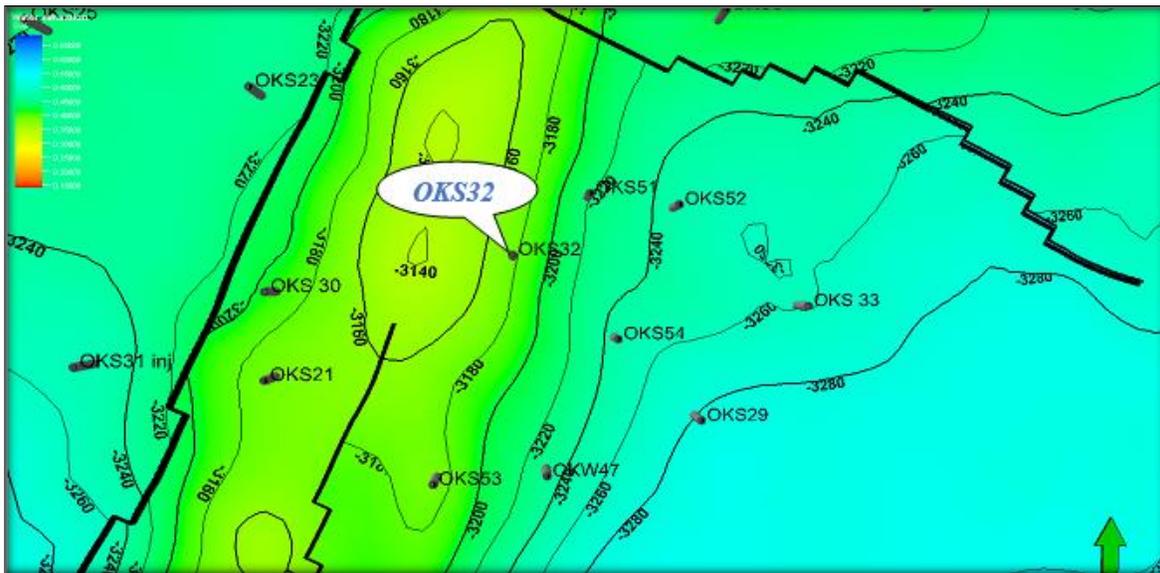


Figure 4-20 : Situation géographique du puits OKS 32

Tableau 4-39 : Interprétation de la diagraphie de forage

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Sw moyenne	Formation
PPH éruptif	SI	9.08m	11.40%	6.50%	37.6%	Gréseuse

4.6.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 32

A. Test de Jaugeage

Afin de connaître les paramètres de production de ce puits sous les conditions d’exploitation, (pression en tête, pression de ligne, débit d’huile, débit de gaz), un test de jaugeage de ce puits a été réalisé. Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau (4-40)

Tableau 4-40 : Résultat du jaugeage

Ptête (Kgf/cm ²)	Ppipe (Kgf/cm ²)	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
34,1	19	1.999	452,337

Commentaire

A travers le tableau ci-dessous, qui indique les paramètres de production de ce puits on peut estimer que le débit d'huile n'est pas suffisant en raison du fait que le débit initial du puits doit être normalement plus élevé.

B. Mesure LBU

Les données de cette mesure se rapportent : à la pression de fond dynamique, à la température de fond dynamique, à la température de fond statique et à la pression de fond statique, comme indiquées respectivement dans les tableaux (4-41) et (4-42) :

Tableau 4-41 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kgf/cm ²)	TFD (°C)
0	32.463	20.55
500	46.951	38.12
1000	65.948	50.18
1500	92.613	60.95
2000	123.539	74.84
2500	156.464	86.12
3000	189.244	94.71
3395	217.051	100.47

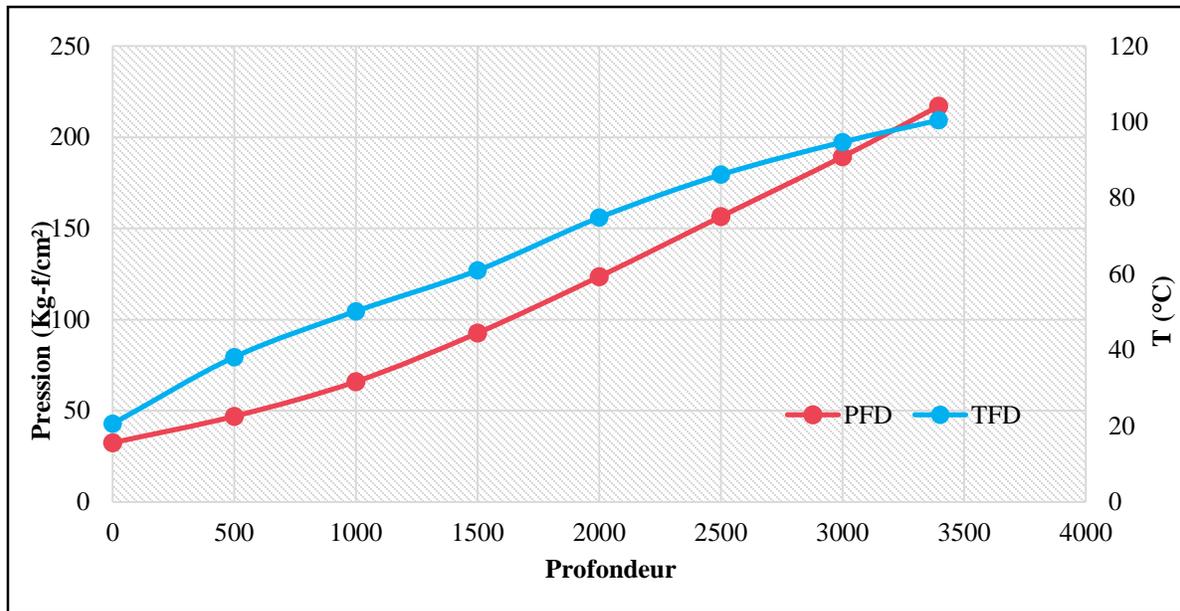


Figure 4-21 : Evolution de la pression et de la température de fond dynamique

Commentaire

La figure 4-21 présente l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression et la température augmentent et évoluent en phase en proportionnalité avec la profondeur.

Tableau 4-42 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kgf/cm²)	TFS (°C)
0	81.392	22.72
500	108.072	33.86
1000	143.099	46.38
1500	175.526	56.29
2000	209.422	68.93
2500	242.571	83.62
3000	276.319	91.67
3395	306.829	99.56

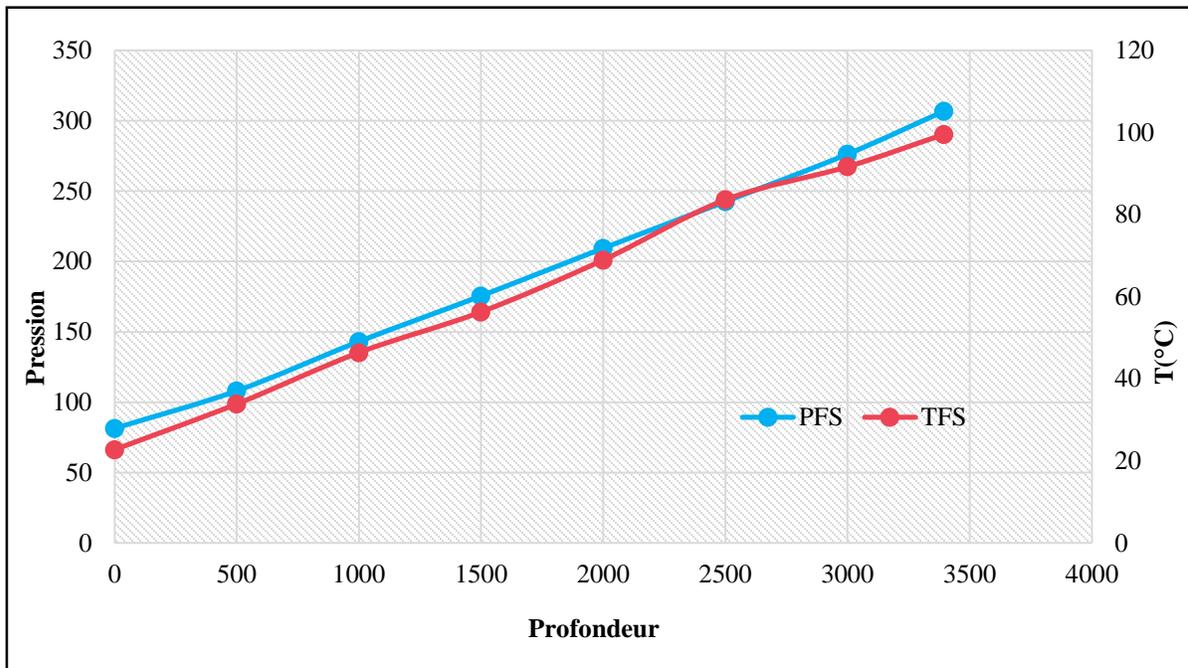


Figure 4-22 : Evolution de la pression et de la température de fond statique

Commentaire

La figure 4-22 représente l'évolution de la pression et de la température de fond statique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression et la température évoluent progressivement ensemble, la pression de fond statique forme une droite.

Cette technique permet de calculer

- **l'indice de productivité réel et théorique (IP) et le rendement d'écoulement (RE)**

$$IP_{\text{réel}} = 0,022266 \text{ (m}^3\text{/hr)/(kg/cm}^2\text{)}$$

$$IP_{\text{théorique}} = 0,0553 \text{ (m}^3\text{/hr)/(kg/cm}^2\text{)}$$

$$RE = 0,4020, \text{ soit un rendement d'écoulement de } 40,20\%.$$

- **Le potentiel du skin (S) : S = 8.31**

Le puits présentait une mauvaise liaison couche-trou, soulignée par l'interprétation de la mesure LBU du 28/01 au 09/02/2016, qui avait donné un Skin de +8,31, et un rendement d'écoulement de 40%.

4.6.3. Type d'endommagement

Les résultats de cette mesure traduisent un endommagement qui serait causé par l'invasion du mud cake.

4.6.4. Traitement preconisé

Le traitement s'effectuera en deux jours et selon deux phases, comme suit :

1^{er} jour : Nettoyage Fond + Perfos au Tube Clean

Nettoyage à haute pression des Perfos au Tube Clean HCl 7.5% et à l'eau traitée nitrifiés avec plusieurs passes. Le tout sera évacué à l'azote sur torche.

2^{ème} jour : Traitement matriciel

Traitement Matriciel des abords de puits au Mud Acid (6 :1.5%) à travers le Coiled Tubing et en un seul étage, un Pre /over flush HCl 7.5% seront pompés avant et après le Mud Acid et le remplissage du puits se fera à l'Eau Traitée.

4.6.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Afin de réaliser l'opération de stimulation par acidification dans de bonnes conditions, le volume du fluide injecté ainsi que la pression d'injection doivent être déterminés selon la démarche précédente en utilisant les formules N°11 et N° 13.

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 7.23 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

$$P_{frac} = 7844.858 \text{ Psi}$$

La pression d'injection d'acide ne doit pas dépasser 7844.858 Psi qui est la pression de fracturation « P_{frac} ».

4.6.6. Analyse des résultats

Une première acidification a été réalisée les 26 et 27/05/2016, pour rétablir la perméabilité initiale et améliorer le potentiel du puits. Une deuxième acidification s'est imposée pour ce puits

du 03 au 04/06/2016, après le résultat imprévu et négatif, causé fort probablement par une mauvaise réaction formation-système acide, utilisé lors du premier traitement matriciel. (Voir tableau 4-43).

Tableau 4-43 : Comportement du puits avant et après acidification

Date de l'opération	Sté de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 25 au 27/05/2016	SLB-COPS	Dilute Mud Acid	1,23	0,8	Diminution du débit
Du 03 au 04/06/2016	SLB-COPS	OCA	0,8	0	Diminution du débit

Commentaires

L'objectif du premier traitement était de traiter le bouchage du réservoir par la boue de forage, le puits étant nouvellement foré (du 06/05 au 02/07/2015), d'où le choix du Mud Acid proposé par la société Schlumberger, qui s'est avéré au final être incompatible avec la formation (diminution du débit de 1,23 m³/h à 0,8 m³/h). **Cette incompatibilité est peut-être due à la mauvaise interaction entre le fluide utilisé à base HCl et la formation réservoir qui est de type gréseuse.**

Dans le but d'apporter une solution curative au problème d'endommagement de la formation, causé fort probablement par la réaction entre les minéraux de la formation constituant le réservoir et le produit utilisé lors du traitement précédent en date du 25 et 26/05/2016, Un autre traitement est établi en date du 03 au 04/06/2016

Dans le deuxième programme, ils ont utilisés l'OCA (Organic Clay Acid) comme traitement principal en squeeze, précédé par un Mudclean comme preflush, mais le résultat reste toujours négatif (diminution du débit de 0,8 m³/h à 0 m³/h). **ceci est peut-être due à l'incompatibilité du fluide utilisé qui est à base d'argile organique, dont les particules d'argiles utilisées vont endommager davantage la formation réservoir en réduisant sa perméabilité et sa porosité.**

4.7.Puits OKS 51

4.7.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS51 est situé à environ 3500 m au Sud Est du puits OKS27, à une distance de 1100 m à l'ouest du puits OKS52, et à 1300 m au nord du puits OKS54. (Figure 4-23)

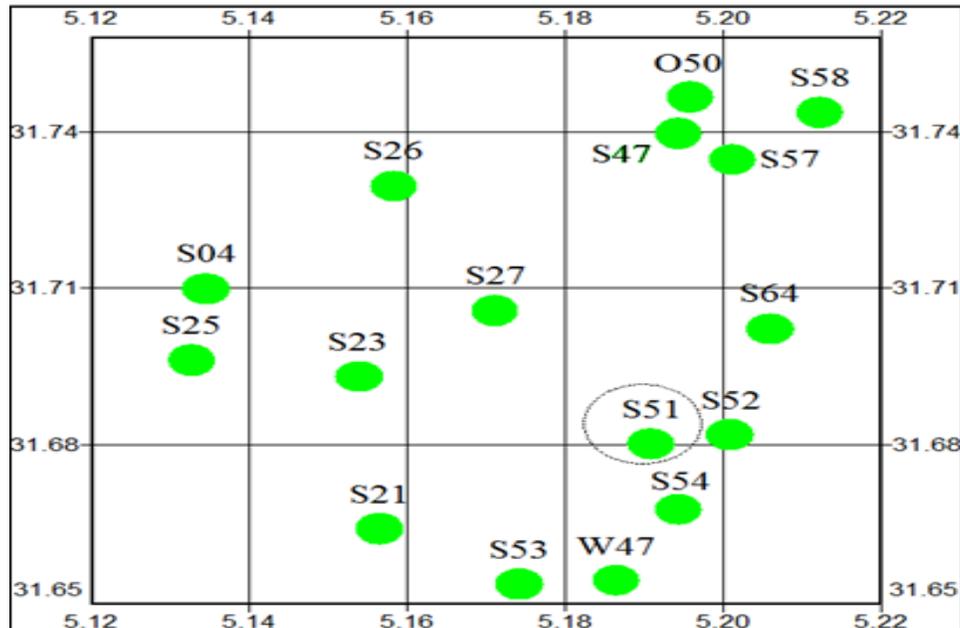


Figure 4-23 : Situation géographique du puits OKS 51

La mise en production de ce puits s'est faite le 25/02/2012, c'est un puits éruptif présentant une hauteur utile de 19.5m, sa porosité est autour de 11.21% dont le volume d'argile moyen est de 6.87% avec une saturation en eau moyenne de 26.82%. Ces données sont représentées dans le tableau 4-44) ci-dessous :

Tableau 4-44 : Données du puits et du réservoir

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Sw moyenne	Formation
PPH éruptif	SI	19.5m	11.21%	6.87%	26.82%	Gréseuse

4.7.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 51

A. Test de jaugeage

Le test de jaugeage utilisé pour ce puits a permis de donner les résultats présentés dans le tableau suivant. Les paramètres obtenus se rapportent au débit d'huile et du gaz au cours des années 2012, 2013 et 2015.

Tableau 4-45 : Résultats du jaugeage

Date du Jaugeage	Qo (m ³ /h)	Qg (m ³ /h)
27/03/2012	14.53	/
03/06/2012	13.93	/
01/02/2013	11.06	/
11/06/2013	8.71	/
14/05/2015	2.625	357

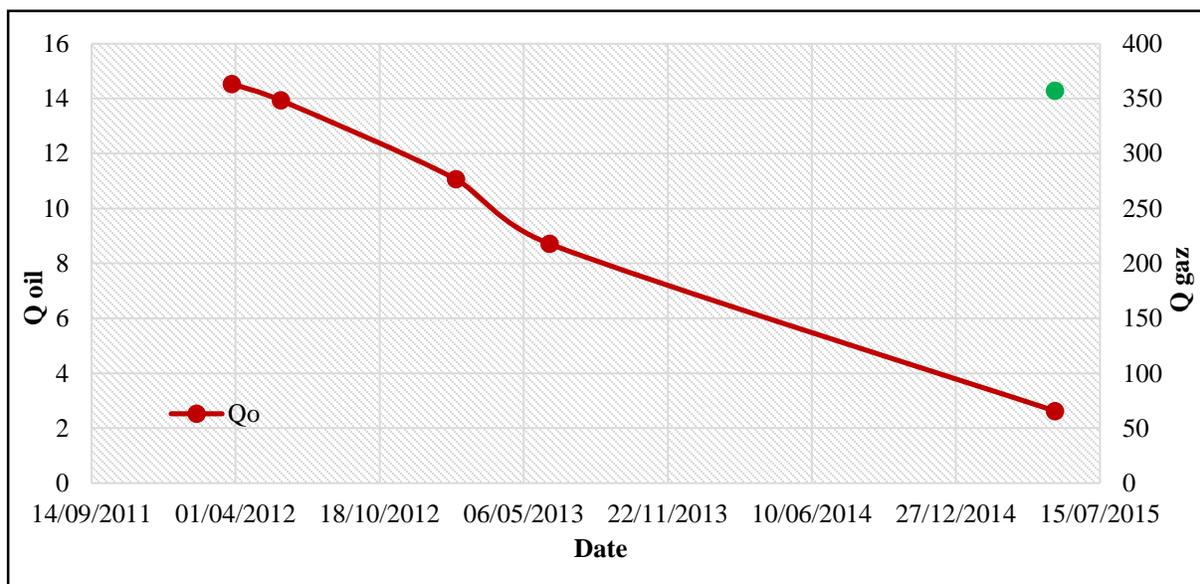


Figure 4-24 : Evolution du débit d'huile et de gaz

Les résultats obtenus montrent que le débit d'huile chute pour la période considérée (Mars 2012-Mai 2015). C'est à travers le test de jaugeage qui a donné un résultat infructueux du débit d'huile, que la société a décidé de soumettre ce puits à un traitement par acidification. La figure (4-24) représente la chute du débit d'huile.

B. Mesure PLT

Le réservoir est décomposé en cinq zones, les données de chaque zone sont reprises dans le tableau 4-46), et se rapportent: au débit d'huile "Qo", au le taux de participation d'huile (%) et à la pression.

Tableau 4-46 : Participation des intervalles par phase

Bancs	Perforations (m)	Qo (m³/h)	Taux (%)	Pression (Kgf/cm²)
N1	3422.00 à 3426.50	2.99	20.66	374.74
N2	3431.50 à 3434.50	0.27	1.87	375.74
N3	3438.00 à 3439.50	0.88	6.08	376.21
N4	3443.00 à 3447.50	4.76	32.90	376.54
N5	3448.00 à 3450.00	5.57	38.49	376.88
Total		14.47	100	

Commentaire

La production d'huile, aux conditions de surface, provient essentiellement des bancs, N4, N5 et N1, avec des taux de participation respectifs de 32.9%, 38.49% et 20.66%. La participation des bancs, N2 et N3, est très faible.

Le débit de production, du puits OKS51 était de 14,47 m³/h en 2012, avec une pression de tête de 156 kgf/cm². Au fil du temps, il a chuté considérablement à 2,63 m³/h (Jaugeage du 14/05/2015 (Tableau 4-43) et une pression de tête de 63,10 kgf/cm².

4.7.3. Type d'endommagement

- Blocage des fissures par de fines particules. (Migration des particules).

4.7.4. Traitement preconise

Le traitement s'effectuera en deux jours et selon deux phases, comme suit :

1^{er} jour : Nettoyage

Nettoyage des sédiments jusqu'au fond

Un nettoyage à haute pression de l'intervalle des Perfos au Tube Clean (HCl 7.5%) et à l'eau traitée nitrifiée, en plusieurs injections. Le tout sera évacué à l'azote sur torche.

2^{ème} jour

Traitement Matriciel des abords du puits au HSBJ Sandstone Acid (Half Strength), en un seul étage.

Un Preflush Acide Formique 10% et un Overflush HCl 5% seront pompés respectivement avant et après le HS BJ Sandstone Acid. Le remplissage du puits se fera à l'eau traitée.

4.7.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Les paramètres nécessaires pour la réalisation de l'opération d'acidification sont calculés comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 6.84 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

$$P_{\text{frac}} = 7889.056 \text{ psi}$$

4.7.6. Analyse des résultats

Tableau 4-47 : Comportement du puits

Date de l'opération	Sté de service	Système d'acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	Résultat
Du 06 au 07/11/2015	BJSP	HS BJSS Acid	2.63	3.52	Amélioration

Commentaire

Après l'opération d'acidification du 07/11/2015, le débit d'huile a augmenté de 2.63 m³/h à 3.52 m³/h (Résultat du jaugeage du 21/01/2016), soit un gain de 0.89 m³/h. Cela résulte du bon choix du système d'acide.

4.8.Puits OKS 54

4.8.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKS 54 est situé sur une distance de 2000 m au N-E du puits OKW47 et à 1600 m au SSE d'OKS51 (Voir figure 4-25). C'est un puits producteur d'huile à partir du réservoir SI foré au courant de l'année 2012 et mis en production le 02 février de l'année 2013, de porosité moyenne de 11.2%, et une teneur en argile moyenne de 23.6% (Voir tableau 4-48). (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

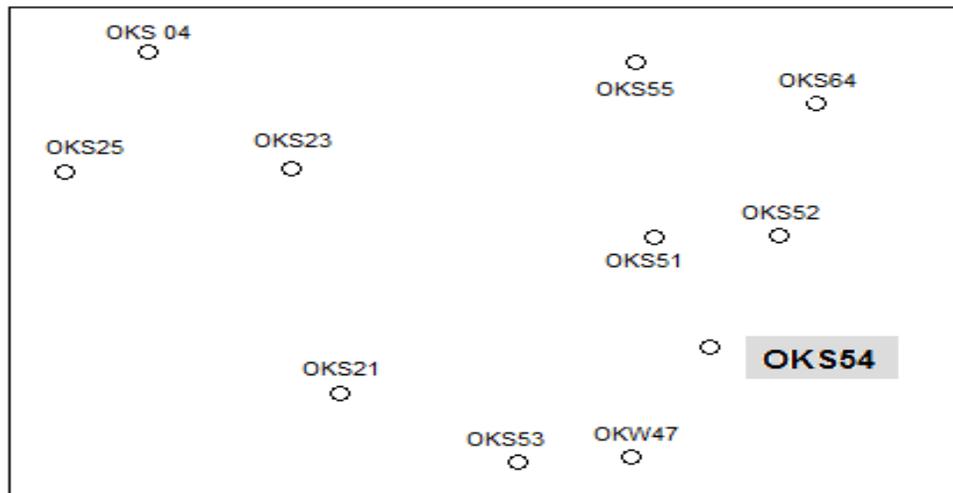


Figure 4-25 : Situation géographique des puits OKS54

Tableau 4-48 : Résultats diagraphie de forage

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Formation
PPH éruptif	SI	13.11m	11.20%	23.6%	Gréseuse

4.8.2. Opérations exécutées sur le puits OKS 54

A. Test de jaugeage

Le tableau (4-49) présente l'évolution de la pression tête et le débit d'huile afin de suivre régulièrement et agir en cas d'observation d'un déséquilibre dans l'un des paramètres qui déstabiliserait la production.

Tableau 4-49 : Résultats de jaugeage

Date	P _{tête} (kgf/cm ²)	P _{pipe} (kgf/cm ²)	Q _{oil} (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)
07/02/13	126.6	19.3	5.506	771.46
23/05/13	114.8	20.4	5.058	732.5
19/11/13	80.6	20	7.116	859.067

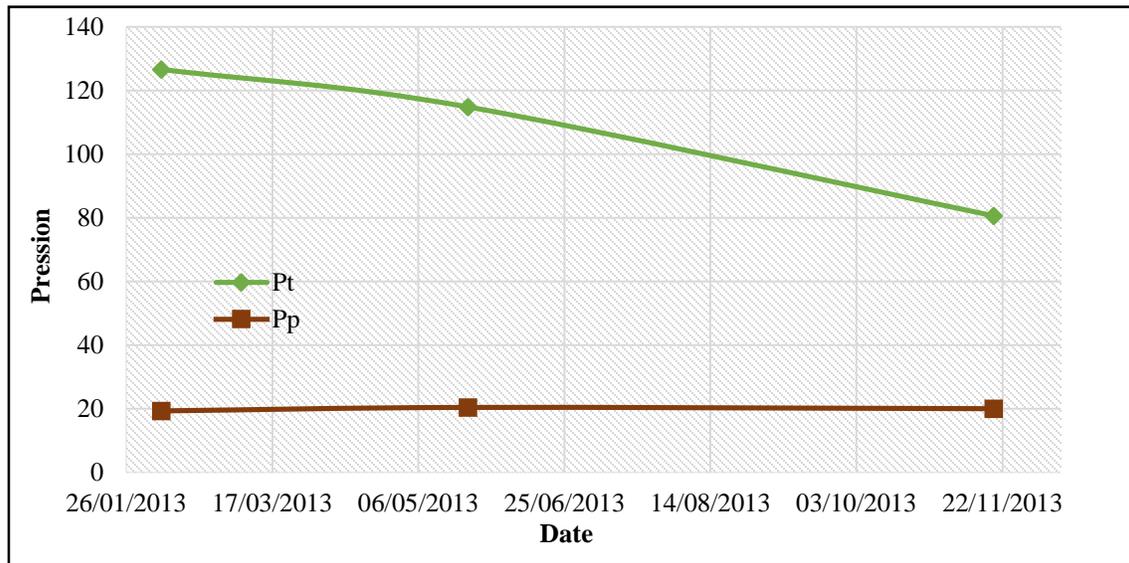


Figure 4-26 : Evolution de la pression en tête et de pipe

La figure 4-26 présente l'évolution de la pression en tête et de pipe au cours de l'année 2013, on constate tout d'abord que la pression en tête diminue du mois de Janvier 2013 jusqu'à Novembre 2013 où elle atteint la pression de 80.6 Kgf/cm², et que la pression de pipe est quasi-stable.

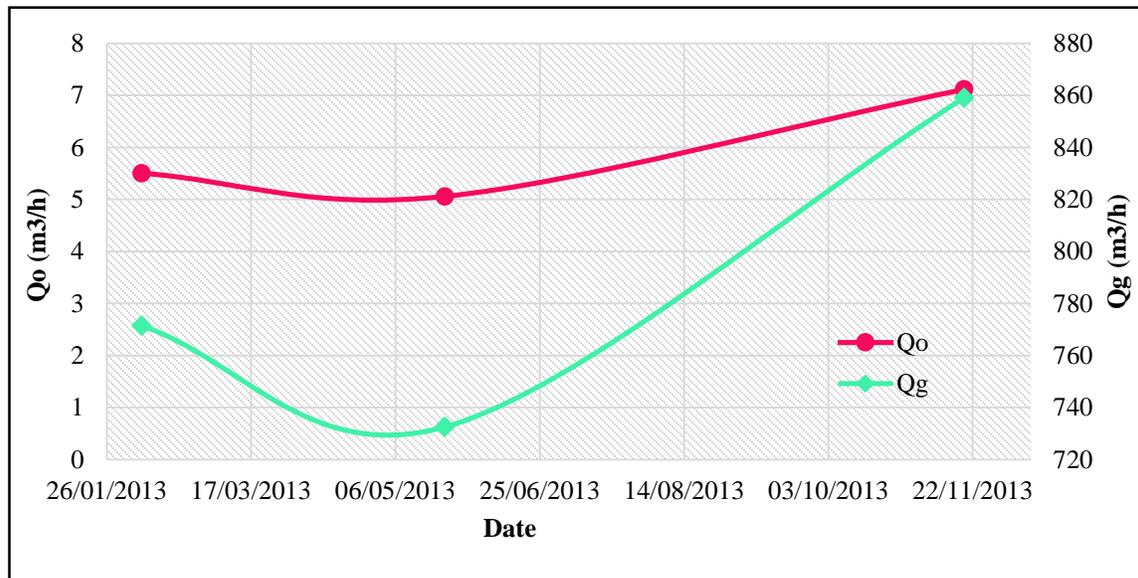


Figure 4-27 : Evolution du débit d'huile et de gaz

La figure 4-27 présente la variation du débit d'huile et de gaz, à travers ce graphe on peut remarquer la légère chute de Janvier 2013 à Mai 2013, puis une augmentation progressive.

On conclut, que bien que le débit d'huile soit en hausse le puits sera candidat à la stimulation par acidification à cause de la chute de la pression en tête car elle influera sur la production au fil du temps.

B. Test SBU

Le test SBU permet de déterminer l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique et statique dont les résultats sont présentés dans les tableaux (4-50) et 4-51). (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK) Ces résultats seront utilisés ultérieurement afin de calculer des paramètres utiles pour l'interprétation et prendre une décision sur la stimulation du puits tels que le skin (s) comme le montre le tableau (4-52)

Tableau 4-50 : Pression et température de fond dynamique

Profondeur (m)	PFD (kgf/cm ²)	Température (°C)
0	81.17	29.06
500	107.04	54.11
1000	136.05	66.55
1500	166.88	76.10
2000	198.64	84.91
2500	230.21	91.71
3000	262.00	96.88
3440	290.06	101.69

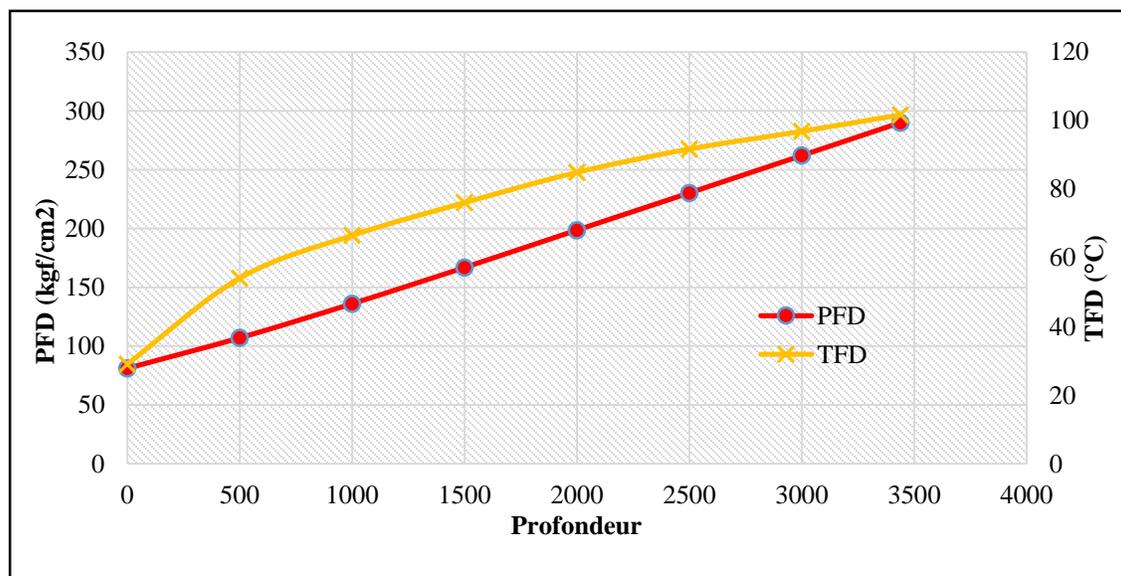


Figure 4-28 : Evolution de la pression et température de fond dynamique

La figure 4-28 présente l'évolution de la pression et de la température de fond dynamique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression forme une droite, augmente régulièrement en proportionnalité avec la profondeur, tandis que la température forme une légère courbure à 500m, puis évolue progressivement.

Tableau 4-51 : Pression et température de fond statique

Profondeur (m)	PFS (kg/cm ²)	Température (°C)
0	135.29	28.13
500	169.29	44.83
1000	203.00	57.06
1500	236.31	67.20
2000	269.35	78.74
2500	301.92	89.56
3000	334.36	96.36
3440	362.77	100.47

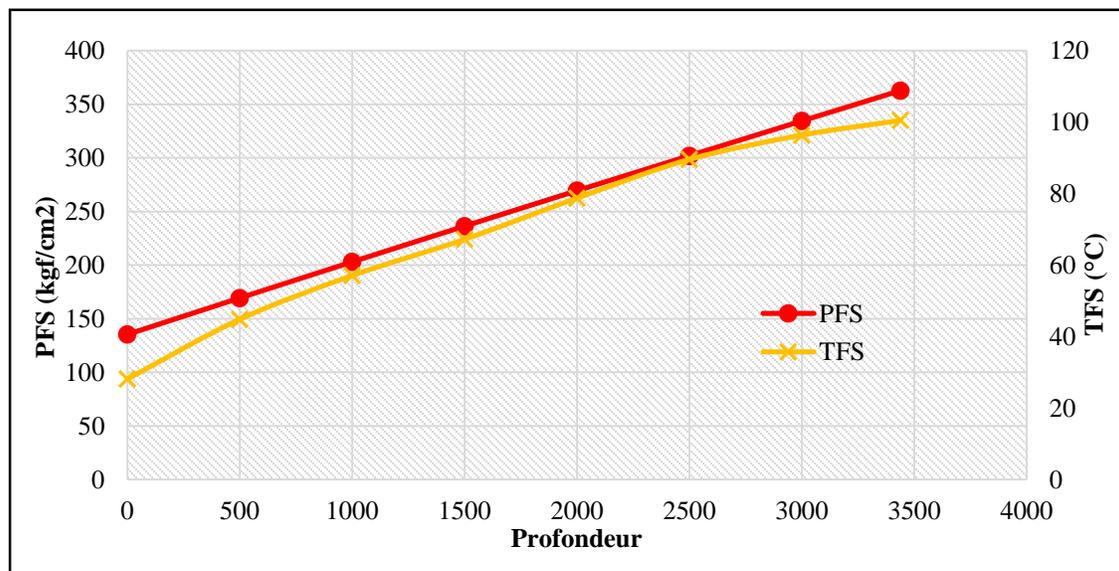


Figure 4-29 : Evolution de la pression et température de fond statique

La figure 4-29 représente l'évolution de la pression et de la température de fond statique en fonction de la profondeur. Nous remarquons que la pression et la température évoluent progressivement, la pression de fond statique forme une droite.

En plus de la pression et température de fond dynamique et statique, d'autres paramètres sont déterminés : la pression à la première heure P_{1hr} , la pression du réservoir P_r , la perméabilité de la formation, et le skin (S) comme le montre le tableau 4-52).

Tableau 4-52 : Résultats de l'interprétation « SBU »

P1hr (psi)	m (psi)	K.H (md.ft)	K (md)	Pr (psi)	Skin « S »	ΔP Skin (psi)
5049.287	42.67	1623.6	55	5219.96	13.8	568,93

Sur la base des résultats obtenus par le test SBU, qui montrent que le puits est endommagé puisque le skin est positif ($S=13.8$). Une baisse du taux de production (chute du débit d'huile) est observée pour ce puits (en 2013 le débit d'huile était de $7.116 \text{ m}^3/\text{h}$ et $4.1 \text{ m}^3/\text{h}$ en 2016), ce qui a nécessité un traitement matriciel afin d'améliorer les propriétés pétro-physiques du réservoir et ainsi augmenter sa productivité.

4.8.3. Type d'endommagement

Selon l'historique du puits et des mesures qui ont été faites au niveau de ce puits, l'endommagement qu'a causé une chute de pression du gisement ainsi qu'une chute de production est le bouchage des perforations.

4.8.4. Traitement préconisé

Compte tenu des résultats obtenus, une stimulation par acidification a été prévue en deux étapes, comme suit :

1^{er} jour : un Nettoyage du fond est réalisé

2^{ème} jour : le traitement matriciel a été réalisé comme suit :

- Pompage eau traitée nitrifiée au fond, remplissage puits avec mousse.
- Pompage 1 m^3 clay fix 5, 2.5 m^3 clay safe 5, 0.5 m^3 SSCA.
- Fermeture puits et squeeze 4.5 m^3 SSCA, 2.5 m^3 Clay safe 5, 2.5 m^3 Clay fix et 4 m^3 d'eau traitée.
- Evacuation les fluides de traitement sur torche.

4.8.5. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Les paramètres nécessaires pour la réalisation de l'opération d'acidification sont calculés comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 7.75 \text{ (m}^3\text{)}$$

4.8.6. Analyse des résultats

Le traitement utilisé dans ce puits est à base d'argile et les résultats obtenus sont dressés dans le tableau 4-53).

Tableau 4-53 : Comportement du puits avant et après stimulation

Date de l'opération	Société de service	Système Acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	P tête avant (kg/cm ²)	P tête après (kg/cm ²)
Du 21 au 23/08/2016	Halliburton	SSCA (à base d'argile)	4.1	2.95	37	33

Sur la base des résultats obtenus, le débit de puits est passé de 4.1m³/h à 2.95 m³/h, soit une perte de 1.15 m³/h. Il est à noter également le fluide utilisé pour la stimulation est marqué par une chute du potentiel du puits qui passe de 37 kg/cm² à 33 kg/cm². Ceci serait dû à l'incompatibilité du fluide utilisé et la formation réservoir, d'une part, et le dépôt des particules d'argiles contenues dans le fluide sur les surfaces de la formation en réduisant ainsi la perméabilité et la porosité de cette formation d'autre part.

4.9.Puits OKT17

4.9.1. Données du puits et du réservoir

Le puits OKT17 est situé à environ 1 km au sud d’OKP-10, et à 5228 m vers l’Est sud-ouest d’OKS-47. Il a été mis en service le 06 Janvier 2005. (SH/DP/EP (Service Technique Puits) (Figure 4-30).

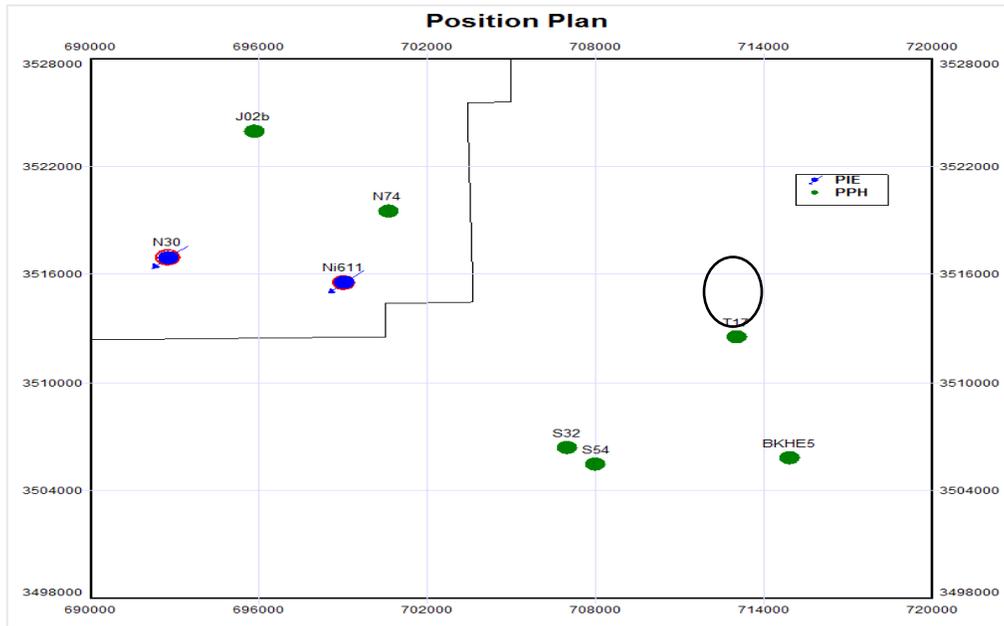


Figure 4-30 : Situation géographique du puits OKT 17

Le tableau 4-54 présente les caractéristiques du puits et du réservoir.

Tableau 4-54 : Données du puits et du réservoir

Statut	Réservoir	Hauteur utile	Porosité utile moyenne	Vsh moyen	Formation
PPH éruptif	SI	18,5m	16.35%	6,93%.	Gréseuse

4.9.2. Type d’endommagement

L’acidification d’OKT17 était programmée, suite à l’endommagement des abords du puits, causé par la boue utilisée lors du WO (Work Over) du 30/11/2015 au 19/01/2016.

4.9.3. Traitement preconisé

Le fluide utilisé pour l'opération d'acidification est à base d'argile dont la composition est donnée dans l'annexe 1.

L'opération du traitement par acidification est réalisée selon le programme suivant : (SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK)

1^{er} jour : un nettoyage du fond est réalisé

2^{ème} jour : il y eu des intempéries (Néant)

3^{ème} jour : l'opération de stimulation est réalisée selon les étapes suivantes :

- Ouverture puits sur torche et descente CT (coiled tubing) avec pompage eau traitée à 0.5 bpm (Battement par minute) jusqu'à 3448m.
- Remplissage puits avec 13m³ d'eau.
- Fermeture puits et squeeze : 03m³ de Clay fix, 02m³ de Clay safe et **03m³ de SSCA.**
- Ouverture puits pompage 01 m³ de gel suite 01 m³ d'Azote.

4.9.4. Calculs nécessaires à toute opération d'acidification

Les paramètres nécessaires pour la réalisation de l'opération d'acidification sont calculés comme suit :

A. Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice

$$V_t = 9.44 \text{ (m}^3\text{)}$$

B. Calcul de la pression de fracturation

$$P_{\text{frac}} = 7,918 \text{ psi}$$

4.9.5. Analyse des résultats

La stimulation par acidification en utilisant le fluide SSCA a donné un résultat satisfaisant comme le montre le tableau 4-55.

Tableau 4-55 : Comportement du puits

Date de l'opération	Sté de Service	Système d'acide	Q avant (m ³ /h)	Q après (m ³ /h)	P _{tête} avant (kg/cm ²)	P _{tête} après (kg/cm ²)
Du 01 au 04/04/2016	Halliburton	SSCA	1.99	3.56	13	20

Sur la base des résultats obtenus, il est à remarquer qu'il y a eu un accroissement du débit de production et de la pression en tête qui augmente respectivement de 1.99 m³/h à 3.56 m³/h et de 13 Kgf/cm² à 20 kgf/cm² (tableau 4-55). Malgré que le réservoir soit de composition gréseuse, la stimulation par un acide à base d'argile a donné un résultat significatif, ceci est dû probablement aux caractéristiques du réservoir présentant une bonne porosité qui dépasse 16% avec une faible présence en argile dont la teneur ne dépasse pas 7%. Ce qui a conduit à une circulation aisée du fluide acidifiant en interagissant positivement avec la formation et en éliminant les dépôts causés par la boue de forage.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail de projet de fin d'études se donne pour objectif d'aborder la problématique générale de l'acidification des puits pétroliers qui a pour finalité d'augmenter la production en procédant à sa stimulation.

Une stimulation optimale résulte d'une sélection judicieuse des conditions opératoires, devant être réalisées au plus faible coût, et qui consisteront en un bon nettoyage des abords du puits et une dissolution des matériaux à base de carbonates ou de grès pour désobstruer les canaux existants et en créer de nouveaux, qui vont permettre aux fluides de formation (pétrole, gaz et eau) de circuler plus librement dans le puits.

Dans les formations gréseuses, le procédé de stimulation par acidification utilise généralement l'acide fluohydrique (HF), qui est associé au HCl, et connu sous le nom d'acide de boue. Ce composé est nécessaire, car les minéraux de la formation gréseuse ne sont pas sensiblement solubles dans le HCl seul, mais sont beaucoup plus dans des mélanges contenant de l'HF.

Il est admis généralement, voire il y a un consensus qui indique que le fluide d'acidification est probablement la variable la plus importante à considérer dans le processus de la stimulation d'un puits pétrolier. Sa sélection est basée sur sa faculté, toutefois relative, à dissoudre les matériaux déposés ou dissout durant les opérations de forage et de complétion tout en assurant le bon nettoyage des abords du puits et de sa stabilisation.

Notre contribution dans ce travail a été de chercher à élucider les relations et interactions complexes entre le fluide d'acidification et la formation rencontrée.

Dans une première étape, nous avons sélectionné des puits dans la zone d'étude de Haoud Berkaoui à Hassi Messaoud qui présentent une insuffisance de rendement pour chercher à comprendre et établir les corrélations entre la composition de la formation réservoir et le fluide utilisé pour l'acidification. Pour atteindre ces objectifs, il est indispensable de disposer d'informations et de paramètres, pour ce faire des techniques de mesures sont utilisées tels que test de jaugeage, mesure PLT, mesure LBU et mesures SBU, en vue de disposer d'informations et paramètres nécessaires.

Conclusion générale

Les tests de jaugeage donnent des paramètres de production tels que la pression et débit de production. Il a été constaté qu'une corrélation existe entre la pression le débit de production (Q) et que la chute de cette dernière est influencée par la pression. Pour les mesures de PLT, qui consistent à donner des informations relatives aux débits de production, pressions du réservoir, températures et taux de participation de chaque niveau du réservoir. Informations qui permettent de détecter et localiser l'endommagement. Il est à conclure que ces paramètres varient d'un niveau à un autre dont l'amplitude dépend étroitement de la nature et type du fluide contenu dans chaque niveau ainsi que de la composition minéralogique de chaque niveau. Quant aux mesures LBU et SBU, qui sont des tests qui permettent de donner une idée sur les caractéristiques pétro-physiques de la roche, la pression et le skin.

Les résultats constatés sur l'ensemble des puits testés ont donné un skin positif dont l'ampleur résulte de la nature et du type de fluide de forage utilisé antérieurement.

Globalement la formation des puits étudiés, dans le présent projet de fin d'études est de type gréseux, dont les puits ont exigé une stimulation par un fluide de type acide à base d'Hydrofluohydrique (HF) couplé avec l'acide Chlorhydrique (HCl).

Les résultats de cette étude nous ont montré que la stimulation avec le fluide acidifiant des puits dont la composition minéralogique ne contient pas d'argile a permis d'améliorer le débit de production ainsi que sa pression. Pour les puits dont la composition minéralogique contient une proportion d'argile, l'utilisation d'un fluide à base d'argile organique a donné un résultat négatif de point de vue débit de production et de pression du gisement.

RECOMMANDATIONS

La stimulation par acidification est un traitement assez coûteux qui nécessite un investissement important, alors pour le rendre le plus rentable et efficace possible, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

1. Etablir un guide pour la sélection des acides et les volumes à utiliser en fonction du type d'endommagement et la minéralogie de la formation.
2. Effectuer des tests au laboratoire (Emulsion, précipitation des Sludges, test ARC, etc....) avant l'utilisation des acides sur chantier.
3. Insister avec le kick off jusqu'à l'évacuation complète de l'acide de traitement.
4. Faire des essais et tests de puits (Build-up, jaugeage, PLT,...) juste avant et après la stimulation pour bien évaluer le taux de l'endommagement, déterminer sa localisation et évaluer les résultats après traitement (débit, IP, skin) afin de pouvoir juger la réussite de l'opération.
5. S'engager sur des pistes de recherche relatives à ces dits process et produits chimiques (effectués par des sociétés de service dont les process et produits chimiques relèvent du domaine privé) nécessaires à l'augmentation de la production des hydrocarbures. Elle peut s'orienter également, vers des études de minimisation des effets pervers de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, en coopération avec SONATRACH –Direction de recherche- et l'Ecole Nationale Polytechnique -Département Génie Minier et autres départements-.

BIBLIOGRAPHIE

- AKKAL, R. (2014). Thèse de Doctorat - Département Génie Minier - Optimisation des fluides de forage et endommagement de la formation. Alger.
- B. LECERF, N. F. (2005). A Method for Assessing the Impact of Secondary and Tertiary Reactions on Sandstone Acidizing Treatments.
- COHEN, M.-E. (2007). Thèse Modélisation et simulation de la stimulation acide des puits carbonatés.
- Curtis Crow, j. M. (October 1992). Trends in matrix acidizing. Montrouge,saint etienne-France, Oklahuma-USA.
- (s.d.). Données SH/DP/EP/service géologie. Haoud Berkaoui.
- G.bourdot. (1996). Les essais de puits, méthodes d'interprétation. Edition technip.
- GOMEZ, J. N. (2006). DESIGN, SET-UP, AND TESTING OF A MATRIX ACIDIZING APPARATUS. Texas.
- HALLIBURTON. (2005). Chemical Stimulation. Dans Stimulation.
- Halliburton. (2014). Treatment in Oil and Gas Operators. Récupéré sur www.api.org
- Houchin L.R, D. D. (1986). The prediction evaluation and treatment of formation damage caused by inorganic deposition. SPE 14818.
- Jelmert, T. A. (2013). Introductory well testing. 1st Edition.
- Labrid, J. (1971, Octobre). Stimulation chimique Etude théorique et expérimentale des équilibres chimiques décrivant l'attaque Fluohydrique d'un grès argileux. Revue d'Institut Français du Pétrole .
- LAOUAR Abderrahmane, B. F. (2009). Evaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le champ de Haoud Berkaoui. UNIVERSITE « M'HAMED BOUGARA » Boumerdes.
- Manuel d'acidification des réservoirs. (1983). Paris: Edition Technip.

Bibliographie

- Moore E.W, C. a. (1965). Formation effect and prevention of asphaltene sludges during stimulation treatments. paper SPE 1163.
- Okotie Sylvester, I. B. (2015, janvier). A method for stimulation condidate well selection. International Journal of Engineering and Technology Volume 5 No. 1.
- R.F, K. (1986). An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations. paper SPE 10029.
- Sandrine portier, L. a.-D. (may 2007). Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems . CREGE – Centre for Geothermal Research, Neuchâtel, Switzerland.
- Schlumberger. (1998). Treatment Design "Sandstones". Dans Matrix engineering manual (p. 600). DOWELL.
- Schlumberger. (1999). Reservoir stimulation. Third Edition (SMP-7075).
- Schlumberger. (2001). Fluid selection guid for matrix treatments. Sugar Land texas: TSL-2069.
- SH/DP/EP (Service Technique Puits, S. I. (s.d.). Essais de puits (Mesures PLT, SBU, LBU). Haoud Berkaoui, Ouergla, Algérie.
- SH/DP/EP/Service techniques puits, HBK. (s.d.). Programmes d'acidification des puits et rapports journaliers des opérations.

ANNEXES

ANNEXES

Annexe 1

Fluides utilisés et composition du fluide:

Sandstone Completion Acid:

Fluides	Foamed Water	Eau traité	ClayFix-5	ClaySafe-5	SSCA	Gell Pill	Nitrogen
Quantité (m ³)	4.4	35	2.0	3.0	3.0	1.0	6.0

Additives / 1000 Gallons of Treatment Fluid							
Chemical Additive	Conc.	Treated Water	Foamed Water	Gel Pill	ClayFix-5	ClaySafe-5	SSCA
HCl - 33%	gal/Mgal						462
AF - 35%	gal/Mgal						86
FE - 1A	gal/Mgal					86	30
FE - 2A	gal/Mgal						20
LOSURF - 300	gal/Mgal	2	2	2	2	2	2
Pen-88M**	gal/Mgal					2	2
AS - 7	gal/Mgal					7	15
MUSOL - A	gal/Mgal					50	50
HAI - 85M	gal/Mgal						8
MSA - II**	gal/Mgal					5	
CLASTA - FS	gal/Mgal					7	7
HC-2	gal/Mgal		7	5			
CLAYFIX, (NH4Cl)	lbs/Mgal				417	417	
WG-11	lbs/Mgal			40			
Cla-Web	gal/Mgal	0.7	0.7	0.7			
Water	gal/Mgal	997	990	997	985	828	318

Total Additives Required for the Job								
Chemical	Unit	Treated Water 35 m3	Foamed Water 4 m3	Gel Pill 1 m3	ClayFix-5 2 m3	ClaySafe-5 3 m3	SSCA 3 m3	Total
HCl - 33%	liters	-	-	-	-	-	1,386	1,386
AF - 35%	liters	-	-	-	-	-	258	258
FE - 1A	liters	-	-	-	-	258	90	348
FE - 2A	liters	-	-	-	-	-	60	60
LOSURF - 300	liters	70	9	2	4	6	6	97
Pen-88M**	liters	-	-	-	-	6	6	12
AS - 7	liters	-	-	-	-	21	45	66
MUSOL - A	liters	-	-	-	-	150	150	300
HAI - 85M	liters	-	-	-	-	-	24	24
MSA - II**	liters	-	-	-	-	15	-	15
CLASTA - FS	liters	-	-	-	-	21	21	42
HC-2	liters	-	30	5	-	-	-	35
CLAYFIX, (NH4Cl)	Kgs	-	-	-	100	150	-	250
WG-11	Kgs	-	-	5	-	-	-	5
Cla-Web	liters	25	3	0.7	-	-	-	28
Water	liters	34,943	4,311	997	1,969	2,482	954	45,656

ANNEXES

Additives / 1 m3 of Treatment Fluid							
Chemical Additive	Conc.	Treated Water	Foamed Water	Gel Pill	ClayFix-5	ClaySafe-5	SSCA
HCl - 33%	liter/M3						462
AF - 35%	liter/M3						86
FE - 1A	liter/M3					86	30
FE - 2A	liter/M3						20
LOSURF - 300	liter/M3	2	2	2	2	2	2
Pen-88M**	liter/M3					2	2
AS - 7	liter/M3					7	15
MUSOL - A	liter/M3					50	50
HAI - 85M	liter/M3						8
MSA - II**	liter/M3					5	
CLASTA - FS	liter/M3					7	7
HC-2	liter/M3		7	5			
CLAYFIX, (NH4Cl)	Kg/M3				50	50	
WG-11	Kg/M3			4.8			
Cla-Web	liter/M3	0.7	0.7	0.7			
Water	liter/M3	997	990	997	985	828	318

Total Additives Required for the Job								
Chemical	Unit	Treated Water 9,256 gals	Foamed Water 1,150 gals	Gel Pill 264 gals	ClayFix-5 528 gals	ClaySafe-5 792 gals	SSCA 793 gals	Total
HCl - 33%	gals	-		-		-	366	366
AF - 35%	gals	-		-		-	68	68
FE - 1A	gals	-		-		68	24	92
FE - 2A	gals	-		-		-	16	16
LOSURF - 300	gals	19	2	1	1	2	2	26
Pen-88M**	gals	-		-		2	2	3
AS - 7	gals	-		-		6	12	17
MUSOL - A	gals	-		-		40	40	79
HAI - 85M	gals	-		-		-	6	6
MSA - II**	gals	-		-		4	-	4
CLASTA - FS	gals	-		-		6	6	11
HC-2	gals	-	8	1		-	-	9
CLAYFIX, (NH4Cl)	Lbs	-		-	220	330	-	550
WG-11	Lbs	-		11		-	-	11
Cla-Web	gals	6		0.2		-	-	7
Water	gals	9,231	1,139	263	520	656	252	12,061

ANNEXES

Annexe 2 :

