

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

**ABID Sarah
ASSASSI Ikram**

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

**L'impact du choix de l'acide et de la diversion sur les résultats
de l'acidification dans le champ d'Oued Noumer**

Devant le jury :

HAMMOUDI TAREK	Maître de conférences (B)	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	Maître de conférences (A)	UMBB	Encadreur
SAIFI Redha	Maître assistant (B)	UMBB	Examineur
MALEK Hacene	Ingénieur d'état	SH	Examineur

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

En premier lieu, nous remercions le bon dieu de nous avoir procuré la chance et la santé pour faire ce modeste travail ;

*Un spécial remerciement à notre promoteur **M. BENYOUNES Khaled** pour ses conseils constructifs, son orientation et son aide.*

*Nous remercions vivement le directeur de la région d'Oued Noumer **M. BELLOUETTAR** pour sa noblesse, **Melle DjaHEL Halima** qui nous a beaucoup aidé tout au long de la période du stage, ainsi que tous les ingénieurs et techniciens, l'équipe de **l'ENSP** et **BHP** pour toutes les informations enrichissantes et expériences acquises ;*

*Nous voudrions exprimer toute notre reconnaissance à notre encadreur **M. CHEHIMA Moussa** qui nous a transmis toutes ses connaissances durant et après le stage et nous a encouragé tout au long de ce travail.*

*Nous remercions vivement le personnel de notre département spécialement **M. CHAOUCHI** pour leur collaboration et gentillesse.*

Nous remercions les membres de jury pour l'attention prêtée lors de la présentation de notre travail et pour leur regard critique et observations précieuses.

Enfin, nos reconnaissances vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce mémoire.

Merci

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments pour leur patience illimitée, leur encouragement continu, et leurs précieux conseils.

Mes merveilleuses sœurs Amira et Roufeida.

Ma chère grand-mère pour ses prières qui m'ont accompagné tout au long de mes études.

Mes adorables tantes

Mes défunts grand-père Ameur, mon oncle Mourad et ma cousine Fatima.

Tous mes amis (es), surtout Sarah

À tous ceux et celles qui m'ont soutenue.



Ikram

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :
Ma merveilleuse grand-mère Chabha qui m'a toujours
soutenue et accompagnée avec ses prières
Mes très chers parents pour leur encouragements et sacrifices
afin que je réalise mes objectifs
Mon cher frère Karim et mes adorables tantes
Mes amis surtout Ikram et Souhila
Mes défuntes grand-mère Sekoura et amie Nassima que
Dieu accueille leurs âmes dans son vaste paradis
A tous ceux qui m'aiment



Sarah

Résumé

L'utilisation de l'acidification dans le domaine pétrolier prend de l'ampleur de jour en jour où elle est exécutée sur les nouveaux puits pour maximiser leur productivité initiale ainsi que sur les puits vieillissants pour améliorer leur productivité et maximiser la récupération des ressources énergétiques.

L'objectif de cette étude est de discuter l'impact des différents paramètres sur la réussite ou l'échec de l'acidification dans le champ d'Oued Noumer où l'endommagement est causé principalement par l'invasion du fluide de Workover dans la formation.

Dans la fin de ce travail, des recommandations sont suggérées pour la technique de mise en place et le choix de l'acide, et différentes méthodes sont citées pour prévenir la formation de l'endommagement et optimiser la performance du puits.

Abstract

Matrix acidizing becomes one of the most widely used means of reservoir stimulation in which it is applied for both, new wells to maximize their initial productivity and old wells to improve productivity and maximize the recovery of energy resources.

The objective of this study is to discuss the impact of different parameters on the success or failure of matrix acidizing in Oued Noumer's field where the damage is mainly caused by the Workover fluid invasion.

At the end of this work some recommendations are suggested for the selection of acid and its technical establishment, several techniques are also mentioned to avoid the formation of damage from the very beginning.

ملخص

تعد المعالجة الحمضية للخزانات الجوفية للبترول من أهم وأكثر التقنيات المستعملة في مجال التحفيز و الحث أين يتم تطبيقها سواء على الآبار الجديدة أو القديمة بهدف زيادة وتحسين الإنتاجية .

الهدف من هذه الدراسة هو مناقشة تأثير مجموعة من العوامل على نجاح أو فشل عملية المعالجة الحمضية على مستوى حقل وادي نومر أين نجد أن المصدر الأساسي للضرر الذي يلحق بخزانات المنطقة هو تسرب السوائل المستعملة خلال صيانة الآبار إلى داخل التكوين.

في الجزء الأخير من هذا العمل تم طرح عدة اقتراحات لكيفية اختيار الحمض الموافق و التقنية المناسبة لوضعه في المجال المقصود معالجته، وكيفية الحد من حدوث الأضرار منذ البداية.

Sommaire

Introduction	1
Chapitre I : Présentation de la région d'Oued Noumer	
<i>I.1 Situation géographique</i>	3
<i>I.2 Les champs de la région</i>	4
<i>I.3 Situation géologique</i>	5
<i>I.4 Description et caractéristiques pétrophysiques des gisements d'ONR</i>	7
<i>I.5 Historique de la production</i>	8
<i>I.6 Problèmes d'exploitation rencontrés dans la région d'ONR</i>	10
Chapitre II : Analyse de l'endommagement	
<i>II.1. Signification et définition de l'endommagement</i>	11
<i>II.2. Localisation de l'endommagement</i>	11
<i>II.3. L'origine de l'endommagement de la formation</i>	12
<i>II.3.1 Endommagements liés à la formation</i>	13
<i>II.3.2 Endommagements liés aux opérations sur puits</i>	14
<i>II.4. Skin d'endommagement</i>	17
<i>II.4.1 Définition du skin</i>	17
<i>II.4.2 Types de skin</i>	17
<i>II.4.2 .1 Skin dû au colmatage de la formation</i>	17
<i>II.4.2 .2 Skin mécanique (Pseudo-skin)</i>	18
<i>II.4.3 Evaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits</i>	20
<i>II.4.4 Effet de l'endommagement sur la productivité</i>	22
<i>II.4.5 Effet de l'endommagement sur la perméabilité</i>	23
Chapitre III : La stimulation	
<i>III.1. La stimulation</i>	24
<i>III.1.1 Définition</i>	24
<i>III.1.2 Types de stimulation</i>	24
<i>III.1.2.1 La fracturation</i>	24

III.1.2.2	Short radius	25
III.1.2.3	Perforation complémentaire	25
III.1.2.4	Traitement matriciel par acidification	25
III.2.	Acidification	25
III.2.1	Critères de choix du puits candidat à l'acidification	25
III.2.2	Critères pour une acidification	26
III.2.3	Les différentes étapes d'un traitement à l'acide	28
III.2.3.1	Le tube clean et nettoyage des perforations	28
III.2.3.2	Le traitement matriciel	29
III. 2.3.3	Le dégorgement du puits	30
III. 2.3.4	Placement des fluides de traitement	30
III. 2.3.5	Diversión du traitement	30
III. 2.4	Etude opérationnelle	34

Chapitre IV : Chimie de l'acidification

IV.1	Les acides	39
IV.1.1	Définition de l'acide	39
IV.1.2	Les propriétés chimiques de l'acide	39
IV.1.3	Les principaux acides utilisés dans le traitement matriciel	41
IV.1.4.	Réactivité de la roche vis-à-vis de l'acide	45
IV.1.4.1	Cas des réservoirs carbonatés	45
IV.1.4.2	Cas des réservoirs gréseux	46
IV.2	Les additifs	51
IV.3	Choix du type d'acide	53
IV.4	Tests au laboratoire d'un projet d'acidification	54
IV.5	Calculs nécessaires pour une acidification	57
IV.5 .1	Calcul du volume d'acide nécessaire pour le traitement de la matrice	57
IV.5 .2	Calcul du débit d'injection de l'acide	58
IV.5 .3	Calcul De la pression, d'injection de l'acide	59

Chapitre V : L'innovation dans le domaine de l'acidification

V.1	La technique One-STEP	60
-----	-----------------------------	----

<i>V.2 L'utilisation d'un système polymère associatif (AP) comme une méthode de diversion dans les traitements matriciels dans les puits producteurs et injecteurs (cas étudié : l'Algérie)</i>	61
<i>V.3 The ACTIVE Matrix CT real-time stimulation</i>	62
<i>V.4 Le fluide APCA / HF</i>	63

Chapitre VI: Exécution de l'opération de traitement matriciel pour les puits ONR3 et ATK9

<i>VI.1 Le puits ONR3</i>	64
<i>VI.1 .1 Présentation du puits ONR3</i>	64
<i>VI.1.2 Position du puits par rapport au champ</i>	64
<i>VI.1.3 Le choix de ce puits</i>	65
<i>VI.1.4 Evaluation de l'opération après l'acidification</i>	69
<i>VI.2 Le puits ATK9</i>	72
<i>VI.2 .1 Présentation du puits ATK9</i>	72
<i>VI.2 .2 Position du puits par rapport au champ</i>	72
<i>VI.2 .3 Le choix de ce puits</i>	73
<i>VI.2 .4. Evaluation de l'opération après l'acidification</i>	79
<i>VI.3 Calculs nécessaires pour l'opération d'acidification</i>	82
<i>VI.3.1 Puits ONR3</i>	82
<i>VI.3.2 Puits ATK9</i>	83
<i>VI.4 Déroulement de l'opération</i>	85
<i>VI.5 Etude économique</i>	89

Chapitre VII: Simulation de l'opération par Stimcade

<i>VII.1 Introduction</i>	90
<i>VII.2 Les différents modules de Stimcade</i>	90
<i>VII.3 Interprétation des résultats de la simulation pour les deux puits</i>	92

Conclusion

Recommandations

Bibliographie

Annexe

Liste des figures

<i>Fig. I.1. Situation géographique de la région d'Oued Noumer</i>	3
<i>Fig. I.2 La colonne stratigraphique type de la région d'Oued Noumer</i>	6
<i>Fig. II.1. Localisation de l'endommagement</i>	12
<i>Fig. II.2 Présentation de la chute de pression due à l'endommagement</i>	18
<i>Fig. II.3 Venue des fluides indésirables</i>	19
<i>Fig. II.4. Test de remontée de pression</i>	21
<i>Fig. III .1 Schéma représentatif de l'unité de coiled-tubing</i>	35
<i>Fig. III .2 L'installation de l'unité de Snubbing</i>	37
<i>Fig. IV.1 Effet de la concentration sur le nombre de collision</i>	40
<i>Fig. IV.2 Constituants typiques des grès</i>	47
<i>Fig. VI.1 Position du puits ONR3</i>	64
<i>Fig. VI.2 Le schéma de la complétion du puits ONR3</i>	67
<i>Fig. VI .3 Les graphes générés par le logiciel Ecrin (avant l'acidification)</i>	68
<i>Fig. VI .4 Les graphes générés par le logiciel Ecrin (après l'acidification)</i>	69
<i>Fig. VI.5 Position du puits ATK9</i>	72
<i>Fig. .VI.6 Schéma représentatif de la complétion d'ATK9</i>	76
<i>Fig. VI.7 Les différents graphes générés par le logiciel Ecrin (avant l'acidification)</i>	77
<i>Fig. VI.8 Les différents graphes générés par le logiciel Ecrin (après l'acidification)</i>	80
<i>Fig. VII.1 Schéma de fonctionnement du logiciel Stimcade</i>	91
<i>Fig. VII.2 Traitement recommandé par Stimcade pour le puits ONR3</i>	92
<i>Fig. VII.3 Graphe de l'évolution du skin en fonction du volume</i>	93
<i>Fig. VII.4 Graphe de l'évolution du skin en fonction du temps</i>	93
<i>Fig. VII.5 Graphe de l'évolution de la perméabilité en fonction du temps</i>	94
<i>Fig. VII.6 Traitement recommandé par Stimcade pour le puits ATK9</i>	95

Liste des tableaux

Tableau I.1 Caractéristiques pétrophysiques du champ Oued Noumer	7
Tableau I.2 Caractéristiques pétrophysiques du champ Ait Kheir	7
Tableau III .1 Comparaison entre le choix du Coiled tubing et du Snubbing	38
Tableau IV.1 Les formulations usuelles du Mud-Acid	42
Tableau VI.1 La composition minéralogique d'ONR3	65
Tableau.VI.2 Test de jaugeage du puits ONR3 avant acidification	66
Tableau.VI.3 Les données du réservoir du puits ONR3	69
Tableau.VI.4 Les paramètres du puits ONR3 avant l'acidification	70
Tableau VI.5 Les paramètres du puits ONR3 après l'acidification.....	71
Tableau VI.6 Le test de jaugeage du puits ONR3 après l'acidification	71
Tableau VI.7 La composition minéralogique d'ATK9	74
Tableau VI.8 Fiche stratigraphique du puits ATK9	74
Tableau VI.9 Test de jaugeage avant l'acidification	76
Tableau VI.10 Les données du réservoir du puits ATK9.....	77
Tableau VI.11 Les résultats obtenus par l'Ecrin (avant l'acidification)	80
Tableau VI.12 Test de jaugeage après l'acidification	81
Tableau VI.13 Les résultats obtenus par l'Ecrin (après l'acidification)	82
Tableau VI.14 Evaluation économique des deux puits ONR3 et ATK9	91



Introduction

Introduction

Au cours de la vie d'un puits, une dégradation de la production ou de l'injection peut survenir suite à une altération du réservoir ; cette dernière est liée à la formation ou à des facteurs induits;

L'évaluation de l'endommagement se fait au moyen des essais de puits, permettant ainsi d'établir un programme approprié au problème rencontré ;

Pour remédier à ce dernier, des techniques de stimulation ont fait l'objet de diverses études pour tirer les meilleurs profits, les opérateurs pétroliers ont utilisé l'acidification pendant presque 120 ans, dans le but d'éliminer le colmatage aux abords du puits selon qu'elle vise à restituer les caractéristiques originelles de la roche ou à les améliorer.

L'acidification précède tout autre techniques de stimulation, y compris la fracturation hydraulique qui n'était pas développée jusqu'à la fin des années 1940. Cependant, jusqu'au début des années 1930, l'utilisation de l'acidification a été limitée par le manque d'inhibiteurs de corrosion pour protéger les tubings dans les puits. Avec le développement des inhibiteurs, un nouveau développement de traitement matriciel a proliféré.

Mais il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration. Bien au contraire, injecter un acide sans une étude préliminaire, peut provoquer un endommagement beaucoup plus sévère qui ne peut être enlevé que par des traitements très coûteux tels que la fracturation hydraulique.

Notre travail est structuré en sept chapitres ; la région d'Oued Noumer est présentée dans le Chapitre I, ensuite une analyse de l'endommagement et de son effet sur la production est abordée dans le chapitre II ; les chapitres (III et IV) sont consacrés pour le traitement matriciel en se basant sur la chimie de l'acidification et les méthodes de diversion, et on a clôturé la partie théorique par l'innovation dans le domaine de l'acidification. La partie étude englobe l'exécution de l'acidification sur les deux puits ONR3 et ATK9, l'évaluation de l'opération et l'étude économique. Dans le dernier chapitre, une simulation est faite pour recommander des solutions visant à améliorer les résultats du traitement.

L'objectif de notre étude est de

- ⊙ Vérifier la candidature des deux puits pour l'acidification
- ⊙ Evaluer l'opération de l'acidification
- ⊙ Analyser les causes de l'échec de l'opération sur ATK9
- ⊙ Etudier l'impact du choix du type d'acide et de la diversion sur les résultats.

Donc quel est l'impact du choix du type d'acide et de la diversion sur le succès ou l'échec de l'acidification ?



Chapitre I
Présentation de la région
d'Oued Noumer

I.1 Situation géographique

Le champ de Oued Noumer se situe au Sud du grand gisement gazier de Hassi R'mel, à une distance d'environ 40 km de la ville de Ghardaïa, et au Nord du champ de Ait Kheir sur le Bloc 437.

Le champ a été découvert en 1969 par la SONATRACH par le forage du puits ONR 1.

Superficie : 110 Km²

Types de fluides produits : Gaz à condensât, huile et GPL.

Le climat de la région : Caractérisé par une faible pluviométrie (130 mm/an) et une humidité moyenne de 18% en été et 30% en hiver.

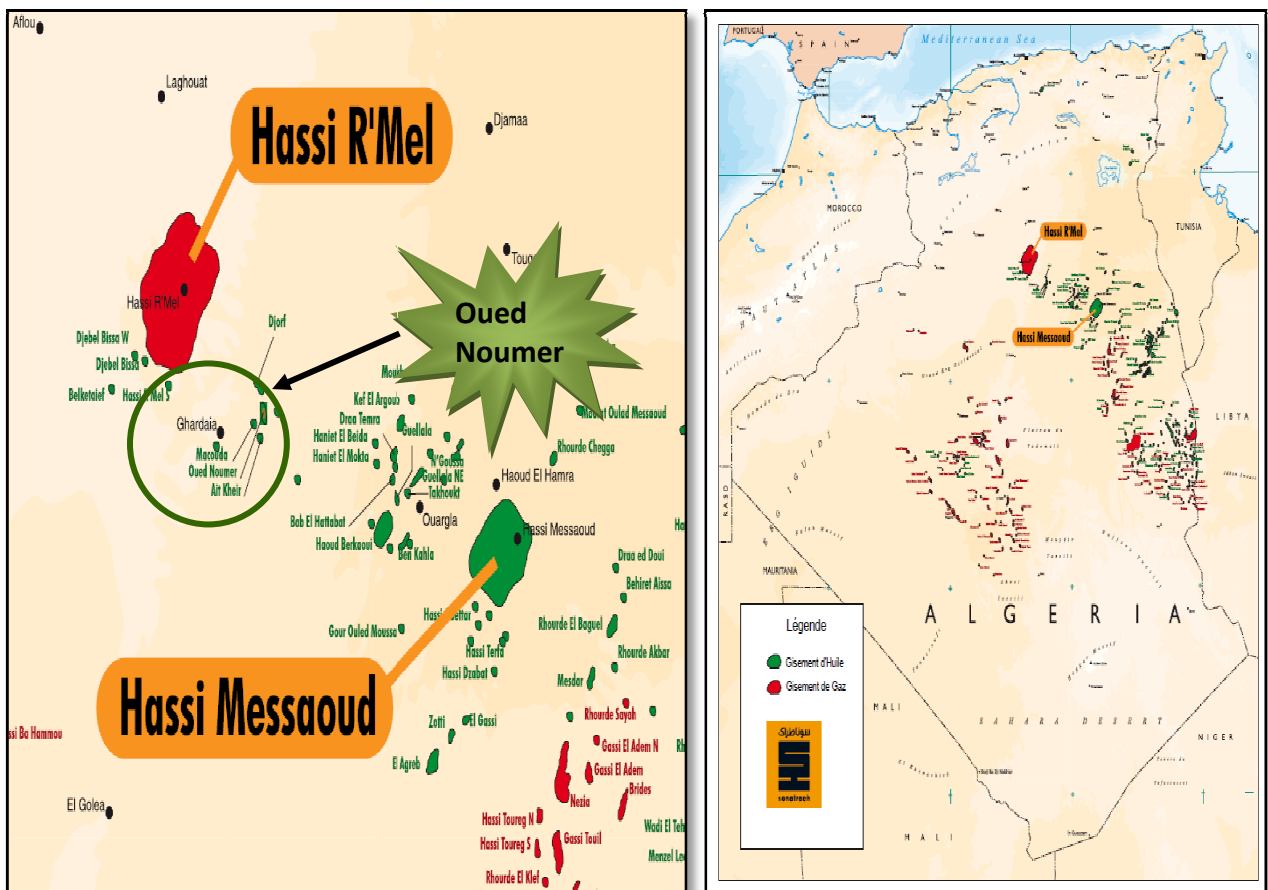


Fig. I.1.Situation géographique de la région de Oued Noumer

I.2 Les champs de la région**➤ Le gisement d'Oued Noumer (ONR)**

Le gisement d'ONR a été découvert en 1969 par le puits ONR 1 et a produit de l'huile et du gaz des réservoirs "A" et "B", il comporte 14 puits.

➤ Le gisement d'Ait Kheir (ATK)

Le gisement d'ATK a été découvert en 1972 par le puits ATK 1 et a produit de l'huile et du gaz des réservoirs "A" et "B", il comporte 24 puits.

➤ Le gisement de Makouda (MKA)

Le gisement de MKA a été découvert en 1975 par le puits MKA 1 et a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement, il comporte 4 puits.

➤ Le gisement de Sidi Mezghich (SMZ)

Le gisement de SMZ a été découvert en 1976 par le puits SMZ 1, il a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement. Trois puits ont été forés dont un SMZ 2 dans l'eau.

➤ Le gisement de Djorf (DJF)

Le gisement de DJF a été découvert en 1974 par le puits DJF 1 et a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement, il comporte 4 puits.

➤ GLEIB Djamel (GED)

Le gisement a été mis en production le 30/05/2014 par un seul puits GED1

➤ Treifis (TRF)

Le gisement a été mis en production par deux puits TRF1 et TRF3. Le puits TRF1 était fermé depuis Avril 1976 puis on l'a repris le 03/10/2013.

➤ HBKN(GHD)

Le gisement de HBKN comporte deux puits HBKN1 et HBKN2. Le puits HBKN1 a été mis en production le 03/09/2014.

I.3 Situation géologique

Les gisements de la région d'Oued Noumer sont situés dans le SAHARA boréal entre les champs de Hassi R'mel ,H.Berkaoui et Hassi Messaoud. Localisés sur des fermetures structurales plus ou moins faillées, ces gisements produisent à partir des réservoirs appartenant au Trias argileux –gréseux (TAG) antésalifère.

Les réservoirs de ces gisements appartiennent au TAG. Ils sont formés essentiellement par des grains moyens à fin, rarement grossiers et incluent aussi des niveaux conglomératiques minces à éléments gréseux, quartzeux, argileux et carbonatés.

Dans ce type de réservoir, l'influence sédimentaire est dominante et les caractéristiques pétrophysiques évoluent principalement en fonction des évolutions des facies sédimentaires.

On reconnaît 3 zones principales, TAG A, B, et C. Les grès de TAG A et B produisent du condensât du gaz et de l'huile légère à une profondeur moyenne de 2750m, alors que les grès inférieurs de TAG C sont des aquifères.

		AGE	ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE
MESOZOIQUE	CRETACE		SENONIEN		Calcaire à silex
			TURONIEN		Dolomie
			CENOMANIEN		Argile dolomie anhydrite
			ALBIEN		Grès fin
			APTIEN		Dolomie et marnes
			BARREMIEN		Grès carbonaté
			NEOCOMIEN		Grès, dolomie argille
	JURASSIQUE		MALM		Grès Carbonate argile
			DOGGER		Argile, carbonate
			LIAS MARNEUX		Marnes
			LIAS CARBONATE		Calcaire
			LIAS ANHYDRITIQUE		Anhydrite
			LIAS SALIFERE		Sel, argile
			HORIZON B		Dolomie
			S1+S2		Sel, anhydrite, argile
			S3		Sel massif
			ARGILEUX SUP.		Argile dolomitique
	TRIAS		S4		sel massif
			ARGILEUX INF.		Argile
		TRIAS ARGILO-GRESUX	GRES A		Argile silteuse
			ARGILES AB		Grès argileux
			GRES B		Argile
			GRES B		Grès argileux et microconglomératiques
ARGILES C				Argile silteuse	
GRES C				Grès argileux	
SERIE INFERIEURE				Argile silteuse	
SERIE INFERIEURE				Grès argileux	
PALEOZOIQUE	ORDOVIEN	GRES D'OUED SARET		Grès argileux	
		GRES D'OUED SARET		Argile	

Fig. I.2 La colonne stratigraphique type de la région de Oued Noumer

I.4 Description et caractéristiques pétrophysiques des gisements d'Oued Noumer

I.4.1 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir Trias argilo-gréseux

◆ Le champ ONR

Tableau I.1 Caractéristiques pétrophysiques du champ Oued Noumer

Réservoir	K_{min}	K_{moy}	K_{max}	ϕ_{min} %	ϕ_{moy} %	ϕ_{max} %	S_w %
A	80	180	260	10	15	18	18
B	160	800	1437	14	18	21	16

◆ Le champ ATK

Tableau I.2 Caractéristiques pétrophysiques du champ Ait Kheir

Réservoir	K_{min}	K_{moy}	K_{max}	ϕ_{min} %	ϕ_{moy} %	ϕ_{max} %	S_w %
A	10	100	515	11	16	19	20
B	800	1000	1300	15	18	21	25

I.4.2 Caractéristiques des fluides

A- Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes

- L'huile est légère de densité : 0,8 (API = 45.4)
- La pression de gisement est variable : de 330 à 370 kg/cm²
- La température est de l'ordre de 87°c
- Le GOR est de 219 m³/m³
- La viscosité est de 0,242 cpo
- Le facteur de volume est de 1,7

B- Les caractéristiques de gaz associé

- Un point de bulle de 160 kg / cm²
- Viscosité de gaz est 0.02 cp
- La compressibilité est de 0.8 (bar)⁻¹

C- Les caractéristiques de l'eau de l'aquifère

- La viscosité est de : 0.569 Cpo.
- La perméabilité relative à l'eau est de : 860 md.
- La compressibilité à l'eau est de : $2,016 \cdot 10^{-6}$ Psi-1.
- Le facteur volumétrique de l'eau de formation est de : 1,012.

I.4.3 Réserves en place**◆ Niveau " A " : Gaz à condensât**

- ✓ Réserves en place : 13,660. 109 m³ 14,446.106 Tonnes
- ✓ Réserves récupérables : 6,871. 109 m³ 7,266. 106 Tonnes

◆ Niveau " B " : Huile

- ✓ Réserves en place 26,160. 106 m³
- ✓ Réserves récupérables 9,410. 106 m³

I.5 Historique de production

Le champ d'Oued Noumer a été découvert par la SONATRACH en 1969 et mis en production en Octobre 1972.

◆ Statistiques du 01/01/2010**▸ Le niveau "A " :**

La mise en production de ce niveau a démarré en janvier 1979 (ONR 9). Actuellement, son exploitation en déplétion naturelle, est assurée par cinq puits producteurs (ONR 5, ONR7, ONR8bis, ONR9, ONR11) . La production cumulée est:

Gaz : 5,8637 109 m³

Condensât : 5,101 106 tonnes

GPL : 0,761 106 tonnes

Pression de Gisement actuelle : 337 ,8 Kg / cm² à - 2300 m .

▸ Le niveau " B "

La mise en production a démarré en Octobre 1972 avec les puits suivants ONR 1bis , ONR3 , et ONR5 .

Actuellement, aucun puits ne produit dans le niveau " B " qui a été isolé suite à un noyage par l'eau de gisement, et les puits sont reconstitués dans le niveau " A ". La production cumulée est :

Huile : 6,784 106 m3. (Voir Annexe1)

Pression de gisement actuelle 374 ,0 Kg / cm² à - 2300 m .

◆ **Etat actuel du gisement**

▸ **Niveau " A "**

Hormis ONR-9, qui présente des salinités très élevées , nécessitant près de 20% de temps de fermetures par an , pour des lavages (fermé durant l'année 2004), tous les autres puits produisent normalement avec des paramètres moyens de :

Débit moyen du condensât : 630 m³ / j.

G O R moyen : 1070 m³ / m³.

▸ **Niveau " B "**

Noyage systématique et progressif de l'ensemble des puits producteurs, dû à un soutirage excessif durant la période 1973-1981, entraînant des conings d'eau importants sous l'influence d'un Water- drive très actif. Ceci a provoqué l'abandon du niveau "B" en reconstituant les puits dans le niveau "A" (ONR-5, 7, 8bis, et 11, 1Bis).

Potentiel actuel moyen : 125 m³ / jour

G O R actuel moyen : 360 m³ / m³

◆ **La production en 2015**

Champ pétrolier en pleine activité, sa productivité a atteint les 105% soit 4000 barils/jour en 2015. (Voir Annexe 2)

I.6 Problèmes d'exploitation rencontrés dans les champs d'Oued Noumer

Le champ d'Oued Noumer pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts de sels dans le tubing et au fond du puits, ce problème est dû à la présence, dans la formation, d'une eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'une eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile.

C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu dans l'annulaire, ou par circulation ou bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

La chute de pression dans le réservoir est aussi l'un des problèmes majeurs dans cette région, d'où une réinjection de gaz dans le gisement est adaptée.



Chapitre II

Analyse de l'endommagement

II.1 Signification et définition de l'endommagement

L'endommagement représente tous les dépôts que ça soient minéraux ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

II.2 Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

II.2.1 Au fond du puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes).

II.2.2 A la paroi du puits

Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits et 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.

II.2.3 Aux abords des puits

▪ Le cake interne

Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du 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. On peut ainsi observer

- Changement de mouillabilité
- Formation d'émulsions
- Gonflement et /ou délitage des argiles
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place

▪ Accumulations de particules

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production peuvent être la cause du colmatage du réservoir.

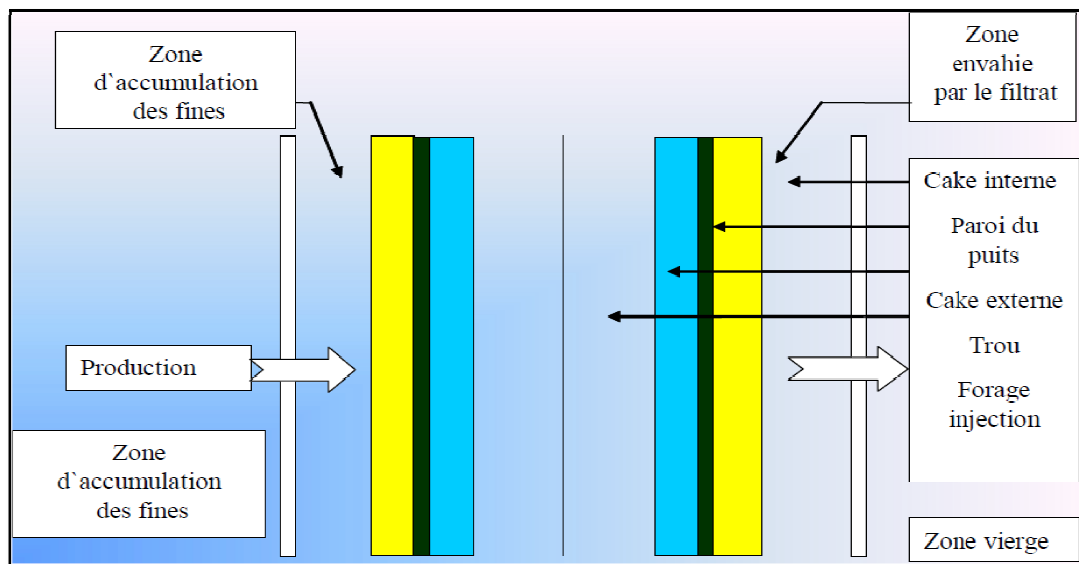


Fig. II.1. Localisation de l'endommagement

II.3.L'origine de l'endommagement de la formation

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vital pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

II.3.1 Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la cause principale de l'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification : par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficiles à enlever par le procédé d'acidification, parmi lesquels nous citerons :

a- Dépôts de sel

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 précipitations cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voir 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. Mais parfois l'eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

b- Dépôts organiques (asphaltènes)

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation.

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perforation, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) ;
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de champ peut activer l'entassement des asphaltènes ;
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltènes.

c- Dépôts des paraffines

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

d- dépôts des sulfates

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation.

Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

e- Migration des fines

Les particules endommageantes qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

f- Gonflement des argiles

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles comme la Kaolinite, l'Illite et la Chlorite peuvent être dispersées et bloquent par la suite le canal du pore.

II.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over, snubbing et stimulation)

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- **Le colmatage des perforations**

Au cours des opérations de WorkOver ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

- **Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

- **Water Block**

Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz.

Il 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 élevé.

Le water block a autant de chances de se produire quand :

- * La perméabilité de la couche est plus faible ;
- * La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases, l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions interfaciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gas).

- **Formation d'une émulsion**

L'invasion de la formation par le filtrat de boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production (l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond du puits à cause de la viscosité de l'émulsion).

Il existe différents types d'acides pour éliminer les différents types d'endommagement causés par les silts et les argiles ; les « Mud Acid » et les « Clay Acid » sont les principaux.

- **Endommagement dû aux perforations**

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

- **Invasion du filtrat de ciment**

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

- **Endommagement dû à la stimulation**

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

Aussi, après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

- **Endommagement dû à l'injection d'eau**

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

En conclusion, l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par acidification. (**Voir Annexe 3**)

II.4 Skin d'endommagement

II.4.1 Définition du skin

Par définition générale, le skin est le paramètre adimensionnel qui caractérise l'endommagement ou le degré de stimulation de la formation selon que sa valeur est positive ou négative. Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage, de production et de traitement du puits.

II.4.2 Types de skin

Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme du skin dû au colmatage de la formation et des pseudo-skins. Il résulte en fait de plusieurs facteurs de l'équation suivante de skin totale, tel que :

$$S_T = S_c + S_p + S_e + S_d + S_m + S_f$$

S_T : Skin total

S_c : dû au colmatage proprement dit de la formation

S_p : dû aux perforations elles-mêmes

S_e : dû à l'effet d'étranglement lorsque la couche n'est pas perforée sur toute sa hauteur (pénétration partielle)

S_d : dû à l'effet de déviation

S_m : dû à l'effet de turbulence (écart à la loi de Darcy)

S_f : dû à l'effet de fracturation hydraulique.

II.4.2.1 Skin dû au colmatage de la formation (S_c)

Le skin d'endommagement représente la perte de charge entre le réservoir et le puits, dans ce cas la perte de charge est due aux variations de perméabilité aux abords du puits.

La perméabilité aux abords du puits peut être différente de la perméabilité naturelle du réservoir. En particulier, elle peut être :

- inférieure suite à un colmatage initié par exemple par la filtration du fluide de forage, de complétion ou de Workover
- supérieure suite par exemple à une acidification des abords du puits dans ce cas là les pertes de charge seront alors inférieures.

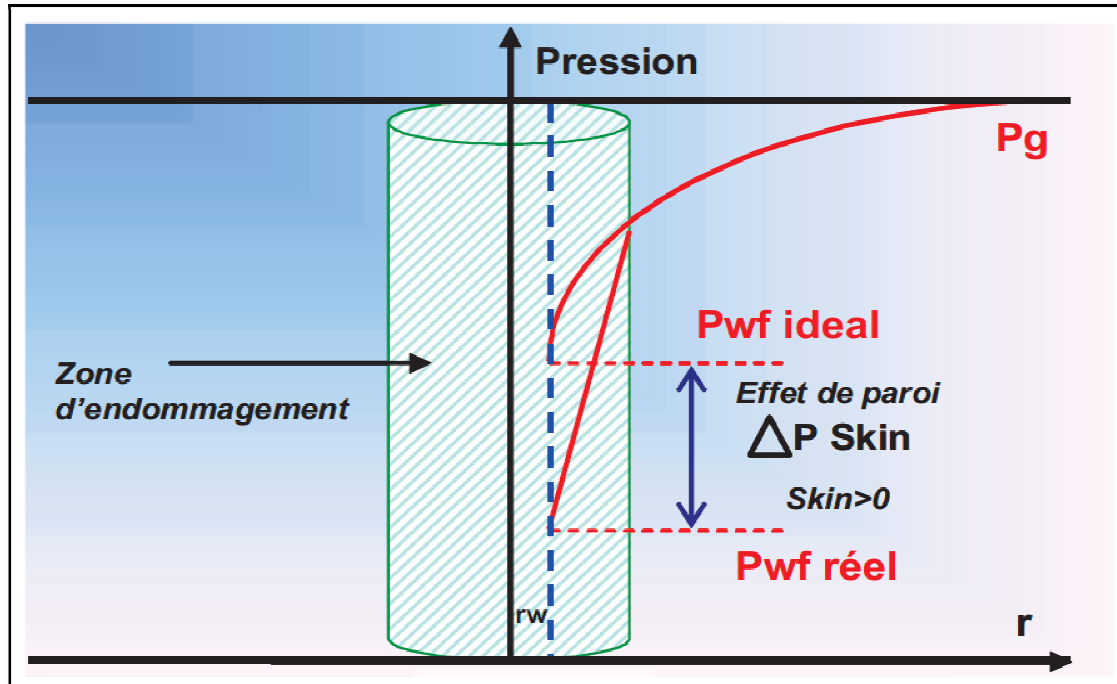


Fig. II.2 Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

Plusieurs représentations sont faites pour caractériser l'effet de skin. Hawkins a établi en 1956 la relation bien connue reliant ce facteur skin aux rayons du puits (r_w) et de l'endommagement (r_s) et aux perméabilités vierge k et celle de la zone endommagée k_s :

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

II.4.2.2 Skin mécanique (Pseudo-skin)

Les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits ne sont pas tous dus aux colmatages au niveau de la formation, il y a d'autres contributions qui ne sont pas liées à la formation mais peuvent être résulté de la complétion ou de la configuration du puits. Ces facteurs sont appelés pseudo-skin.

a) Skin dû aux perforations (S_p)

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures. Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin " S_p " appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perforations et de leurs répartitions.

b) Skin dû à la pénétration partielle (S_e)

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Elle contribue à l'existence d'un pseudo-skin positif qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, et la hauteur perforée.

La perforation partielle du réservoir peut avoir été décidée volontairement :

- Pour éviter la venue de fluides indésirables.
- Pour produire par les zones de meilleures caractéristiques, pour des raisons économiques ou techniques.

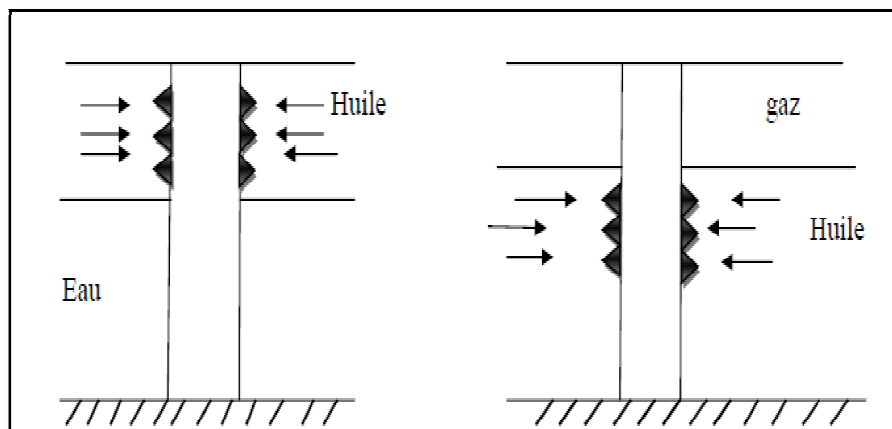


Fig. II.3 Venue des fluides indésirables

Le skin de pénétration partielle S_e dépend de plusieurs éléments :

- La fraction de la hauteur du réservoir qui a été perforée.
- L'anisotropie de perméabilité du réservoir.
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.
- La position des perforations.

c) Skin dû à la déviation (S_d)

En pratique, très souvent le puits pénètre la couche à produire non pas perpendiculairement mais selon une déviation qui peut être importante. La surface de contact entre le puits et la formation est donc plus importante et, en conséquence les pertes de charge s'en trouveront diminuées.

Trois paramètres ont une influence sur le skin de déviation

- L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage
- L'anisotropie de perméabilité : k_v/k_H .
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.

d) Skin dû à l'effet de la turbulence (écart à la loi de Darcy) (S_m)

Dans un puits à gaz, la vitesse de fluide aux abords du puits est souvent importante. L'écoulement près du puits ne suit plus la loi de Darcy.

Un skin positif, fonction du débit, traduit les pertes de charge supplémentaire due à cet écart à la loi de darcy.

e) Skin dû à la fracturation hydraulique (S_f)

Le Skin géométrique S_f autour de la fracturation traduit les pertes de charge supplémentaires engendrées par le fait que les abords immédiats de la fracture ont souvent une perméabilité différente de celle existant plus loin dans le réservoir. Cette différence est par exemple due à l'opération de fracturation hydraulique qui modifie les saturations près de la fracture.

II.4.3 Evaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits (build-up)

Ils existent plusieurs méthodes à utiliser pour évaluer l'endommagement (Skin), parmi lesquelles on peut citer :

- Le suivi de l'historique de production (une chute brusque de la production peut être un indice d'endommagement)
- Les essais de puits (test de Buildup)
- Analyse nodale

II.4.3.1 Test de Build-up

La remontée de pression est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps, de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture.

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser :

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation.
- La pression moyenne de réservoir.
- Les limites de réservoir (les failles)
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité)

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$)
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage).

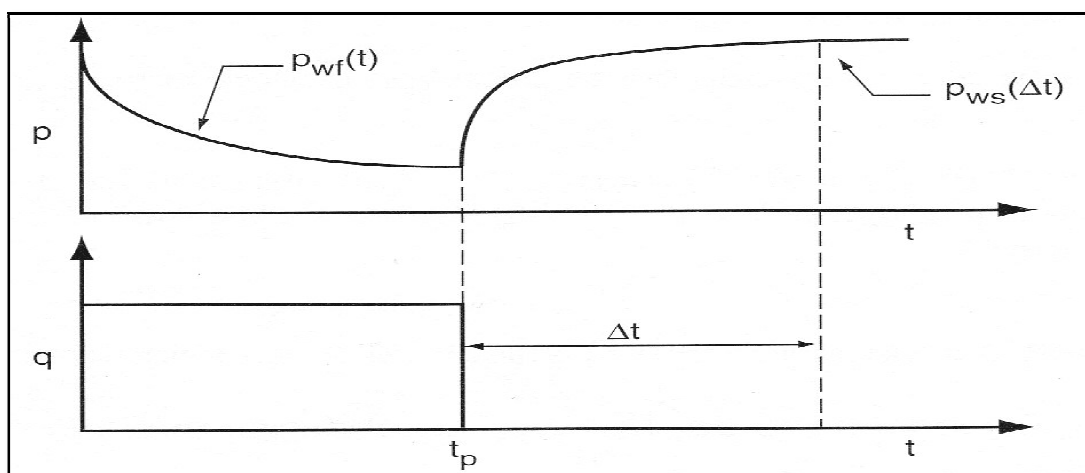


Fig. II.4. Test de remontée de pression

II.4.3.2 Le logiciel ECRIN v4.02.04

KAPPA est une société de logiciels d'ingénierie pétrolière créée en 1987 et spécialisée dans l'analyse et la prévision des données dynamiques des champs pétroliers. La plate-forme logicielle intégrée de KAPPA, Ecrin, est la norme pour l'analyse des données dynamiques de l'industrie. Ecrin comprend des modules

- Pressure Transient Analysis (Saphir NL qui est basé sur la méthode d'Horner)
- Production Analysis (Topaze NL)
- full field numerical History Matching (Rubis)
- Well Performance Analysis (Amethyste)

II.4.4 Effet de l'endommagement sur la productivité

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f}$$

La connaissance de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile l'équation d'IPR s'écrit :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2\mu\beta(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)}$$

q: débit d'huile conditions de fond (bbl/day) ;

K : perméabilité (md)

rw: rayon du puits (ft) ;

h : hauteur du réservoir (ft)

S : skin total (sans dimension) ;

μ : viscosité d'huile (cp)

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

PG : pression de gisement (psi) ;

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi) ;

r_e : Rayon de drainage (ft) ;

4.5 Effet de l'endommagement sur la perméabilité

Le rayon r_s et la perméabilité k_s de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de Hawkins :

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

On voit que si :

- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- $S < 0$: Correspond à une amélioration (stimulation)
- $S = 0$: $k_e = k$ (pas d'endommagement).



Chapitre III

La stimulation

III.1. La stimulation

1.1 Définition

On appelle la stimulation tout traitement chimique ou mécanique qui consiste à injecter dans un réservoir d'hydrocarbure un ou plusieurs liquides spécifiques accompagnés souvent de solide dans des conditions de pression et de température bien déterminées, afin d'améliorer la production. Généralement les techniques appliquées sont :

- ❖ Traitement mécanique (fracturation hydraulique : $P_{inj} > Pression_{fracturation\ de\ la\ roche}$).
- ❖ Traitement chimique (acidification, lavage, injection produit chimique: ($P_{inj} < Pression_{fracturation\ de\ la\ roche}$).
- ❖ Ou la combinaison des deux méthodes.

1.2 Types de stimulation

1.2.1 La fracturation

Ce traitement s'applique à des formations peu perméables pour créer une perméabilité artificielle en engendrant des nouveaux drains ou canaux et permettre ainsi à l'effluent de parvenir plus facilement au puits. On distingue:

a. La fracturation hydraulique

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel 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 la productivité.

b. La fracturation à l'acide

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les faces de fracture créant ainsi des golfes de dissolution ; ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité.

1.2.2 Puits en réentrée (Short radius)

La technique de réentrée consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal. Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits. On peut considérer ce type de puits déviée comme un puits horizontal, en rayon de courbure court, dit en short radius, qui peut atteindre 5 à 6 mètres Le forage en réentrée s'applique surtout aux puits secs ou à faibles productions dont le but est de drainer la partie qui présente les meilleures caractéristiques pétro physiques (porosité, perméabilité...) et produire à un débit plus élevé pour une même ΔP .

1.2.3 Perforation

Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.

1.2.4 Traitement matriciel par acidification

L'acidification est une opération qui consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de la fracturation, l'acide vise donc à : dissoudre certaines particules obturant les pores de la formation et à solubiliser certains composés de la roche elle-même.

III.2 Acidification

2.1 Critères de choix des puits candidats à l'acidification

Acidifier un puits n'entraîne souvent pas un gain en production si les informations capitales ci-dessous ne sont pas prises en compte.

Pour sélectionner un puits candidat à l'acidification et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

- Le rapport géologique ;

- Le rapport de production du champ ;
- Le rapport de complétion du puits ;
- Le rapport de test.

2.1.1 Rapport géologique

Les analyses sédimentologiques et pétrophysiques nous renseignent sur :

- La nature de la roche ;
- La Teneur en argile ;
- Le type d'argile ;
- La présence de fracture ou de fissure.

2.1.2 Rapport de production du champ : Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits (dispersion des valeurs de perméabilité et l'indice de productivité) ;
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile)
- Type de stimulation employée et différent acides et additifs.

2.1.3 Rapport d'implantation et de complétion du puits : Ce rapport contient :

a - Position stratigraphique : On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation de cône d'eau ou de gaz.

b- 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.

c- Diagraphie : A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie (sonique, induction, gamma ray, diamètreur 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 consolidation des paramètres de la roche ;
- La saturation en fluides ;
- La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat ;
- La régularité du trou (étranglement et présence de caves).

d- 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 colmatants ou particules minérales dans les acides (réponse à l'acide) ;
- Teneur en fer.

2.1.4 Rapport de test : Les données fournies par ce rapport sont :

- Le débit Q ;
- La pression de fond P_f et pression de tête P_T ;
- WOR, GOR ;
- L'analyse des fluides ;
- L'interprétation des essais de remontée de pression.

2.2 Etude nécessaire pour une acidification

Pour entamer une opération d'acidification, il faut suivre les étapes suivantes :

- 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 ;
- Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversions 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 ou de l'injectivité, voir le coût du traitement.

2.3 Les différentes étapes d'un traitement à l'acide

L'objectif principal d'un traitement à l'acide est l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits.

Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement. Une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. Les principales étapes des acidifications matricielles exécutées sur les puits d'Oued Noumer sont :

2.3.1 Le tube clean et nettoyage des perforations

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal.

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

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltènes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide.

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 pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations.

La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en underbalance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

2.3.2 Le traitement matriciel : Le traitement comprend:

A. Le preflush

Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Le principal fluide utilisé dans cette étape est le *HCL (7.5% et 10%)* et *MSR100*.

Le preflush possède plusieurs fonctions importantes :

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec l'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 fluosilicates de sodium ou de potassium.

B. Le traitement principal

Le *Mud-acid* est le fluide du traitement principal. 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 fluorhydrique (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 (1ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

C. L'Overflush

Cette étape 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 endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant.

Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction ;
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation ;
- Eviter la formation des émulsions stables.

2.3.3 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.

2.3.4 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 gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

2.3.5 Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va choisir le chemin le plus facile (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.

Différentes méthodes de diversion

Lors d'un écoulement, le fluide a tendance à passer dans les zones à haute perméabilité. Afin d'acheminer l'acide dans les zones à faible perméabilité, une diversion sélective est requise.

Objectifs

- Couverture totale de l'intervalle à traiter
- Distribution du traitement sur la surface
- Mise en place efficace
- Maximiser la couverture et minimiser le volume

Méthodes

- 1- Bullhead injection (la méthode MAPDIR)
- 2- La diversion mécanique
- 3- la diversion chimique
- 4- Injection protectrice (protective injection)

1- MAPDIR Technique (Maximum pressure differential and injection rate)

- Introduite la première fois par Paccaloni et Tambi (mais référée à Paccaloni)
- Hauteur, longueur et perméabilité de la zone limitées
- Appliquée dans les cas suivants : trou ouvert, liner , hauteur de réservoir faible

2- Méthodes mécaniques

a) Packer/ Bridge plug

- Le moyen le plus sûr lors de l'emplacement de l'acide
- Retirable ou permanent
- Cher et nécessite des interventions spéciales telles que le Work Over.

b) Ball sealers (Billes)

- La méthode la plus généralement utilisée, elle est moins chère que le packer

- Afin de divertir les billes dans les perfos, la force de ces dernières doit être supérieure à celle créée par la vitesse du fluide à travers les perforations.
 - La pression du fond est supérieure à celle des perforations.
 - Une fois le traitement est achevé, la pression est purgée rapidement afin de dégager les billes des perforations et les faire monter avec l'effluent une fois le puits est mis en production
 - Les ball sealers modernes sont des gommés (RCN : rubber coated neoprene) ou des biopolymères
 - La dimension de la bille est supérieure à celle de la perforation
 - Appropriés pour les contrastes à perméabilité élevée
 - L'efficacité du ball sealing est fonction du débit d'injection
 - Elles sont plus efficaces dans les nouveaux puits et les puits verticaux ayant un nombre de perforations limité
 - L'efficacité des billes dépend des conditions suivantes :
 - La densité du contraste entre les billes et le fluide
 - Le débit à travers et au-delà des perforations.
 - La viscosité du fluide
 - la différence de pression tenant la bille une fois mise en place.

c) Le jetting

- L'acide peut-être mis en place directement dans le point désiré
- Procure une meilleure couverture de la zone en la présence de la mousse
- La rotation est requise pour une bonne couverture des perforations
- Limitation du débit d'injection et de l'intervalle à traiter.

3- La diversion chimique

Objectifs

- égaliser le débit d'injection par unité de surface (Q/A) à travers l'intervalle désiré
- Bloquer les chemins à faible résistance (à perméabilité élevée)
- Divertir l'acide vers les zones endommagées.

Les méthodes chimiques les plus couramment utilisées sont :

a) Salt granulus (Grains de sel)

- Faible solubilité dans les systèmes d'acide forts mais solubles dans l'eau de la formation, donc cette méthode n'est pas requise pour les formations produisant de l'eau.
- Requise pour les casings perforés et pour les perméabilités moyennes (dans le cas des zones à perméabilité élevée, les pores sont à grandes dimensions et les particules de sel ne seront pas assez larges pour les obturer)
- L'objectif jusqu'à nos jours c'est d'avoir un distrayant non soluble dans le fluide de traitement et facilement soluble dans les fluides produits ou injectés par la suite.
- Le problème majeur dans cette approche est que c'est difficile de récupérer tout ce qui a été mis en place et de faire un cleanup uniforme.

b) L'acide benzoïque

- Le plus généralement utilisé comme diverter, il a une solubilité limitée dans l'eau ou l'huile
- Peut passer à état gazeux dans les températures +/- 230 °F
- L'élimination de cet acide peut se faire soit par une dissolution lente dans l'huile produite (préférable) ou dans l'eau, soit peut se sublimer à des températures plus ou moins élevées.

Remarque

Le sel est soluble dans l'eau donc il laisse son intégrité physique dans l'huile contrairement à l'acide benzoïque qui est soluble dans l'huile

c) La cire (Waxes)

Généralement enlevée par l'action de la température ou par la dissolution dans l'effluent produit ou par les deux.

d) Oil-Soluble resins (OSR)

Leur utilisation est limitée à cause de leur point de fusion qui dépasse les 300° F puisque leur dissolution doit être complètement établie dans l'huile produite ; dans le cas contraire, un traitement au solvant doit-être pompé, c'est pour cela qu'on préfère l'utilisation d'autres diverters ayant un point de fusion moins élevé (acide benzoïque, wax

e) La mousse (Foam)

- Utile dans le cas des complétions avec un gravel pack (les particules dans les autres méthodes peuvent avoir un diamètre supérieur à celui de l'écran du gravier)

4- Protective injection (l'injection protectrice)

- Ce processus consiste à impliquer l'injection d'un fluide inerte dans les intervalles à haute conductivité parallèlement à l'injection de l'acide du traitement dans les zones moins conductrices
- Utilisé dans les puits horizontaux
- Généralement on utilise la mousse comme fluide protecteur

Remarque

Les diversions les plus couramment utilisées et les plus recommandées sont :

- L'isolation mécanique
- Balls sealers
- Coiled tubing
- La mousse

(Voir Annexe 4)

2.4. Etude opérationnelle**2.4.1 Le coiled tubing****A- Définition**

Le travail au coiled tubing est une procédure qui consiste à faire manœuvrer un tubing continu de faible diamètre dans un puits neutralisé ou sous pression. Les opérations d'interventions au coiled tubing ont effectivement commencé à être utilisées dans l'industrie pétrolière dans les années soixante.

Le diamètre de tubing aujourd'hui peut atteindre 3 1/2'' et des profondeurs qui peuvent dépasser 20000 pieds

B- Les opérations réalisées par le coiled tubing sont :

- Nettoyage des dépôts et des sédiments.
- Mise en place de fluide divers.
- **Acidification** et fracturation de réservoir.
- Les opérations de logging.
- Le forage des puits dévié.
- Démarrage des puits par l'azote.
- Turboforage de faible diamètre (forage de bouchons de ciment).
- Perforation.

C- Les caractéristiques du coiled tubing sont : ∞ **Les avantages**

- Facile à transporter.
- Montage et démontage rapide.
- Vitesse de manœuvre.
- Utilisé sous pression.

 ∞ **Les inconvénients**

- La résistance à la traction est faible.
- Pertes de charge élevées.
- Risque de corrosion par acidification.

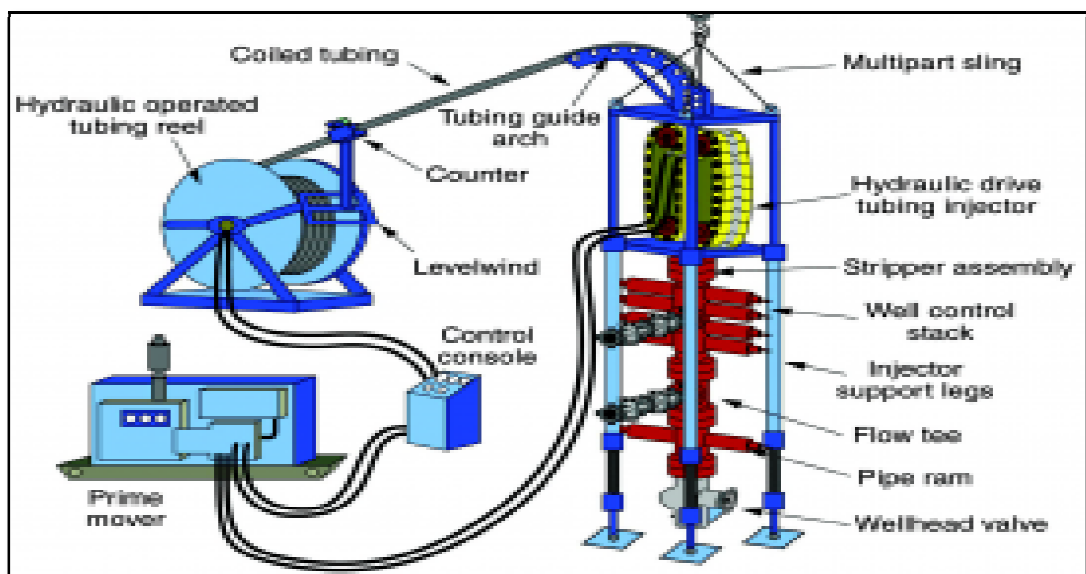


Fig.III.1 Schéma représentatif de l'unité de coiled-tubing

2.4.2 Le Snubbing

A. Définition

Le snubbing est une intervention qui permet de descendre, dans un puits sous pression, une tubulaire munie à son extrémité d'un clapet anti-retour en utilisant un dispositif de manœuvre et un système d'étanchéité appropriés.

B. Les opérations réalisées par le snubbing

- Mise en place des concentriques (macaronis).
- Nettoyage des tubes de production et du fond des puits par circulation de fluide (eau, azote, ...).
- Mise en place de fluides divers (**acide**, fluide de fracturation,...).
- Descente et remontée des complétions.
- Opérations de repêchage de fraisage et d'abandon des puits.
- Contrôle des puits.

a. Les caractéristiques du snubbing sont :

☞ Les avantages :

- Rapidité dans le démontage et le montage et la facilité de transfert
- Réduction du risque d'endommagement de la formation par le fluide de contrôle
- Capacité de levage importante par rapport au coiled tubing
- Remplace le coiled tubing quand le torque appliqué à l'outil au fond est supérieur au couple maximum fourni par la turbine ou le moteur de fond
- Remplace le coiled tubing lorsque la pression de travail risque de dépasser la limite d'éclatement
- Remplace l'appareil workover dans le cas de l'impossibilité de monter un mât
- Perforation sans présence d'un appareil de forage
- Remplace le coiled de tubing dans les travaux effectués sur des puits hautement déviés ou horizontaux

☞ Inconvénients :

- Difficile à utiliser sur des appareils submersibles à cause des mouvements de l'appareil dus à l'effet de vagues ;

- Le travail sous pression augmente le taux d'erreur et d'accident ;
- Le temps de manoeuvre est relativement très long ;
- Le flambage dans les opérations de snubbing est important ce qui accélère la fatigue des tubings et des tiges.

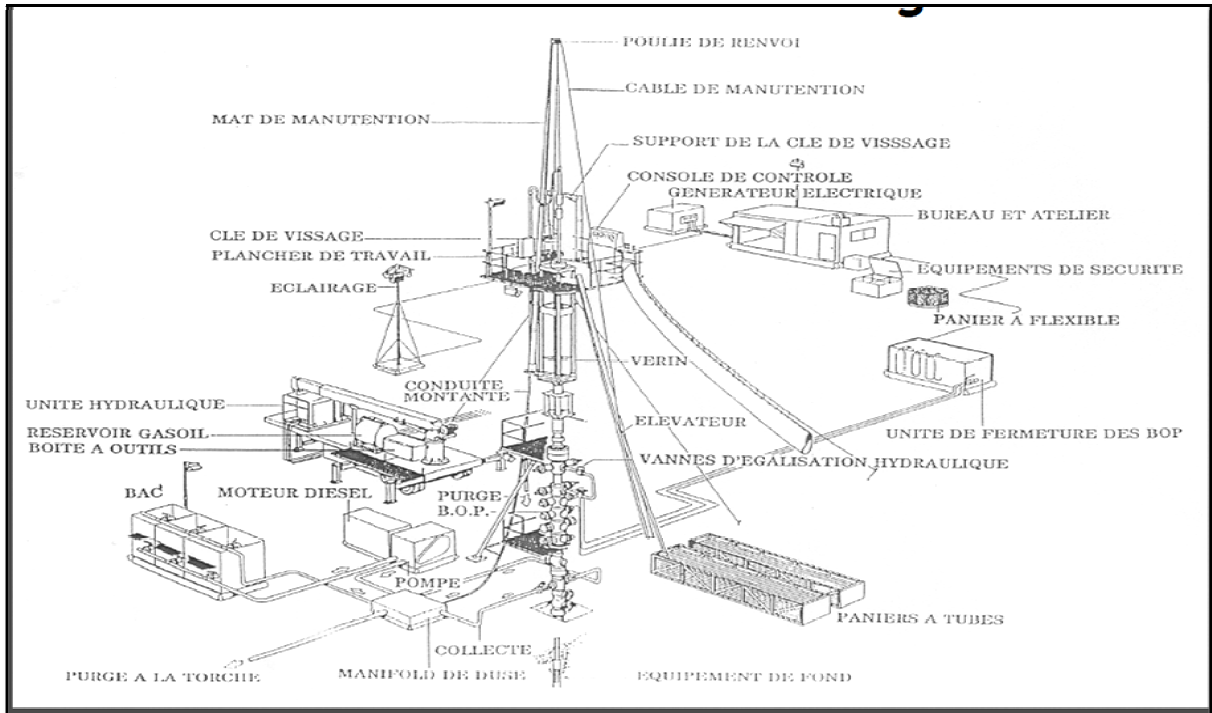


Fig. III .2 L'installation de l'unité de Snubbing

2.4.3. Les critères de choix entre le coiled tubing et le snubbing dans les opérations d'acidification

Le choix d'un équipement ne veut pas dire que l'autre n'est pas en mesure d'effectuer l'opération en question, mais qu'il donne de meilleurs résultats tout simplement.

Tableau III .1 Comparaison entre le choix du Coiled tubing et du Snubbing

Critères			Equipements	
			Coiled tubing	Snubbing
Type d'endommagement	Naturel	Migration des fines argileuses	✓	✓
	Induit	Boue WO	✓	
		Gonflement des argiles	✓	
		Fluides de complétion	✓	
		Emulsion	✓	
		Sédiments	✓	
Nature de la complétion		Open hole		✓
		Liner perforé cimenté	✓	
Types de traitement		Globale		✓
		Sélective	✓	
Degré d'endommagement très élevé			✓	
Puits avec un fort GOR ou WOR			✓	
Durée de l'opération			✓	
Précision et mobilité de point d'injection			✓	
Traitement sélective de déviation			✓	
Cout probable de l'opération				✓



Chapitre IV
Chimie de l'acidification

1. Les acides

1.1. Définition de l'acide

Un **acide** est un composé chimique, soit minéral, soit organique, généralement défini par des réactions-types dans différents solvants, en particulier en libérant l'ion hydronium dans le solvant eau.

L'acide est le produit essentiel dans une opération de stimulation par acidification. Son 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 car elles doivent être adaptées au type d'endommagement à traiter, aux propriétés pétrophysiques et minéralogiques de la roche réservoir, aux conditions de température et de pression régnantes au fond du puits.

1.2. Les propriétés chimiques de l'acide

1.2.1. Puissance de dissolution

Les acides en solution sont ionisés et les ions agissant avec la formation, la dissociation varie selon les acides et la température

La roche sera d'autant plus dissoute que la constante de dissociation est plus élevée (Kd)

1.2.2. Vitesse de réaction :

La vitesse d'une réaction se définit comme étant la variation de la concentration d'un réactif ou d'un produit par unité de temps. Elle dépend de:

∞ La pression

La pression n'a aucune influence en phase liquide (Si les liquides sont jugés comme incompressibles). Sinon, un effet qu'une augmentation de la pression peut avoir c'est d'augmenter les gaz dissous en solution. S'il y a du CO₂ ça peut changer le pH donc éventuellement influencer la vitesse de réaction. Ça peut aussi changer la force ionique de la solution ce qui peut aussi avoir un effet sur la vitesse de réaction.

Pour les gaz, si on considère qu'ils sont parfaits ($P_i V = n_i RT$) donc la pression partielle P_i du gaz i est proportionnelle à la concentration $c_i = n_i / V$.

Dans le traitement matriciel l'influence de la pression sur la vitesse de réaction de l'acide fluorhydrique est surprenante. A mesure que le HF réagit avec les grès, de tétrafluorure de silicium SiF_4 (qui se présente sous forme d'un gaz incolore) se produit, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qu'a pour résultat d'accélérer la réaction.

∞ La température

Lorsqu'on augmente la température d'un échantillon de matière, les particules qui le composent acquièrent une énergie cinétique plus grande. L'augmentation du déplacement engendre davantage de collisions efficaces et, conséquemment, une réaction plus rapide. L'inverse est aussi vrai: si on refroidit un système, on ralentit le déplacement des particules et la vitesse de réaction est diminuée

Plus la température est élevée, plus le nombre de particules ayant l'énergie minimum pour réagir augmente. Ainsi, la réaction se déroule plus rapidement.

Au cours du traitement matriciel, plus la température augmente, plus la vitesse de réaction augmente et favorise le contact de l'acide sur la roche.

∞ La concentration

Pour un volume donné, lorsqu'on augmente la concentration des réactifs, le nombre de particules par unité de volume augmente. La probabilité qu'il y ait des collisions entre les particules est donc accrue. Cette augmentation du nombre de collisions a pour conséquence une augmentation de la vitesse de la réaction.

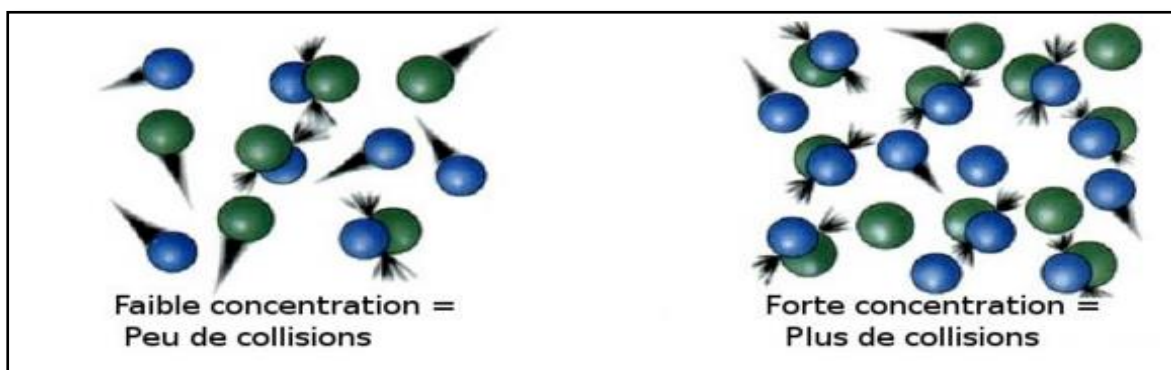


Fig. IV.1 effet de concentration sur le nombre de collision

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 surface de contact des réactifs

Lorsqu'une réaction implique un réactif solide, la forme de celui-ci influence la vitesse de réaction. Les collisions intervenant entre un solide et un autre réactif, par exemple un gaz, ne se font que sur la surface externe du solide. Si cette surface est restreinte, la vitesse de la réaction sera relativement lente. Au contraire, si le solide est divisé en particules plus fines, la surface de contact est plus grande et le nombre de collisions augmente, ce qui augmente la vitesse de réaction.

∞ Emploi d'un catalyseur

Un catalyseur est une substance qui augmente la vitesse d'une réaction en abaissant l'énergie d'activation de la réaction. Il n'affecte en rien l'énergie de la réaction (ΔH)

Selon les terminologies, on dira d'un catalyseur positif qu'il active une réaction alors qu'un catalyseur négatif inhibe une réaction.

1.3. Les principaux acides utilisés dans le traitement matriciel

Les analyses au laboratoire des carottes et des fluides de formation permettent de déterminer le type d'acide ainsi que les additifs à utiliser.

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation :

1.3.1 Acide chlorhydrique (HCL)

L'acide chlorhydrique est un acide inorganique qui est le plus couramment utilisé dans la stimulation des puits de pétrole vue :

- ◆ Son faible coût et sa disponibilité ;
- ◆ Sa facilité d'inhibition pour prévenir les attaques contre les conduites (tubing) ;
- ◆ la solubilité dans l'eau de la plupart des produits de réaction et leur facilité à retirer.

- ◆ Le pouvoir d'ajout des additifs afin de minimiser ou éliminer les produits de réaction insolubles

L'acide chlorhydrique est utilisé pendant :

- Le tube clean.
- Le nettoyage de fond du puits.
- Le nettoyage des perforations.
- Fracturation des carbonates (fractures et matrice);
- Acidification des grés (matrice seulement);
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate;
- Elimination des dépôts solubles dans l'acide;
- Les étapes de perflush et overflush.

Remarque : Il est caractérisé par une vitesse de réaction élevée avec les calcaires, et ne présente aucun effet secondaire néfaste après la réaction.

1.3.2 Mud Acid ou (HCL, HF):

Ce type d'acide est utilisé pour le traitement des réservoirs gréseux, il se compose de l'HCL et d'HF à différentes concentrations suivant la température de formation, la perméabilité et la composition de la roche.

Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

Tableau IV.1 Les formulations usuelles du Mud

HF (%)	HCL (%)	Dénomination
1.5	6	HSMA (Half Strength Mud Acid)
3	12	RMA (Regular Mud Acid)
6	12	SMA (Super Mud Acid)
10	12	UMA (Ultra Mud Acid)

L'acide fluorhydrique 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 fluorhydrique est utilisé comme suit :

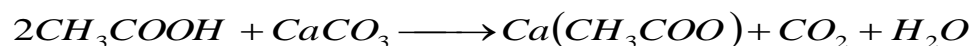
- ❖ Toujours pompé comme un mélange HCl-HF (pour le traitement principal) ;
- ❖ Acidification matricielle des formations gréseuses,
- ❖ Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCl,
- ❖ Ses concentrations varient de 1.5% à 6 %,
- ❖ 3,79 litres de (HCl 12% -HF 3%) peut dissoudre 0,10 kg de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

1.3.3 Acides organiques

Les acides organiques peuvent être injectés profondément dans la matrice (ou utilisés comme retardateurs) à cause de sa faible vitesse de réaction, on utilise généralement:

✦ Acide acétique CH_3COOH

L'acide acétique est souvent utilisé à une concentration de 100% comme il peut être ajouté à d'autre acide. Il a une vitesse de réaction réduite par rapport au HCl, son action est négligeable sur les argiles. Il est surtout utilisé dans les puits à haute température.

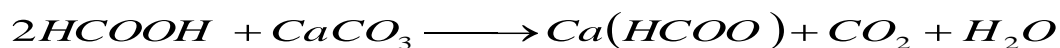


✦ Acide formique HCOOH

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 est moins réactif et corrosif que le HCl. Il peut être inhibé à haute température (200°C).

Comme l'acide acétique, il a une action négligeable sur les argiles.



1.3.1 Clay acid (acide fluoborique HBF₄)

Le Clay acid est utilisé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux, il est utilisé pour son pouvoir de dissoudre les argiles et prévenir leur migration en les fusionnant sur les parois du pore.

1.3.2 Organic Clay Acid

C'est un système d'acide retardé, composé d'acide citrique, borique, HCL et d'HF d'où il peut être injecté profondément dans la matrice et aussi peut 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.

1.3.3 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 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, silicates et quartz.

Les propriétés de cet acide sont:

- Rapide et limite les réactions avec les argiles;
- Accélère la réaction avec le quartz;
- Forte dissolution des dépôts;
- Grande pénétration.

1.3.4 M.S.R (Mud and Silt Remover)

Le MSR est une solution acide, soit HCl, soit Mud Acid, contenant un agent tensioactif (*F78*) et un agent complexant du fer (*L41* ou *L42*). La combinaison de ces deux additifs confère à cette solution de remarquables propriétés de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

Le MSR est surtout utilisé dans les zones colmatées par des particules solides (boue, ciment...).

1.3.5 D.A.D (Dowell Acid Dispersion)

Cet acide est une émulsion de solvant dans l'acide stabilisé par 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, équipements de fond colmatés par des dépôts d'hydrocarbures et pour la stimulation des puits producteurs d'huile.

1.3.6 B.D.A (Break Down Acid)

Est une solution d'acide chlorhydrique, généralement peu concentré (de 5 à 7.5%) contenant un agent tensioactif (*F78*). Des concentrations d'acide plus élevées peuvent être utilisées jusqu'à 15%. Il est utilisé surtout pour le nettoyage, il a l'avantage de disperser et de suspendre les solides.

1.3.7 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 sont:

- ✦ Limite les réactions avec les argiles;
- ✦ Augmente la solubilité de quartz;
- ✦ Réaction retardée par formation d'un film autour des argiles. Ce film temporaire est enlevé par l'overflush;
- ✦ Faible potentiel de précipitation;

- ✦ Réaction retardée d'HF;
- ✦ Moins de corrosion en fonction des additifs;
- ✦ Grande pénétration;
- ✦ Laisse la formation mouillable à l'eau;
- ✦ Peut être utilisé à des températures élevées.

1.4. Réactivité de la roche vis-à-vis de l'acide

1.4.1. Cas des réservoirs carbonatés:

i. Caractéristiques des formations carbonatées

Les roches carbonatées sont essentiellement constituées de

- Calcite CaCO_3 .
- Dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

A l'état pur, ces roches sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite (FeCO_3) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

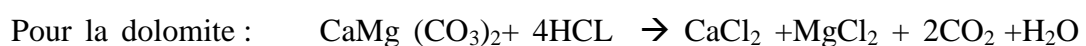
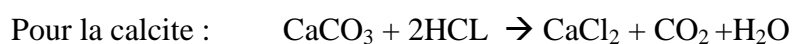
Par ailleurs, ces roches ont des caractéristiques pétrophysiques particulières dues à leur formation propre : perméabilité et porosité secondaires et aussi la présence fréquente de fissures naturelles, lesquelles constituent parfois la quasi-totalité de la porosité utile et du réseau de drainage.

ii. Action des acides

Il importe pour chaque acide concerné de considérer son action : d'une part sur la matrice, d'autre part sur l'endommagement.

▪ Acide chlorhydrique

A. Action sur la matrice



On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique, deux éléments favorables à l'élimination de ces produits de réaction. Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toute choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

B. Action sur l'endommagement

L'acide chlorhydrique a une action très faible sur les argiles en général, et donc sur celles des boues bentoniques qui ont filtrés dans les réservoirs. Il ne peut donc résorber directement le colmatage qu'elles ont provoqué et qui est parfois important.

▪ Acide fluorhydrique

A. Action sur la matrice



L'attaque du calcaire est certaine mais donne lieu à un précipité insoluble de fines particules de fluorure de calcium. Cette réaction est donc à éviter.

B. Action sur l'endommagement

Comme on le verra pour les roches gréseuses, l'acide fluorhydrique attaque par contre très bien les argiles et diverses autres particules, lesquelles sont le plus souvent à la base du colmatage par les solides aux abords des puits. Toutefois, le précipité insoluble obtenu avec la matrice calcaire est un obstacle à son utilisation dans les carbonates.

1.4.2 Cas des réservoirs gréseux

i. 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 ont précipités dans les pores longtemps après.

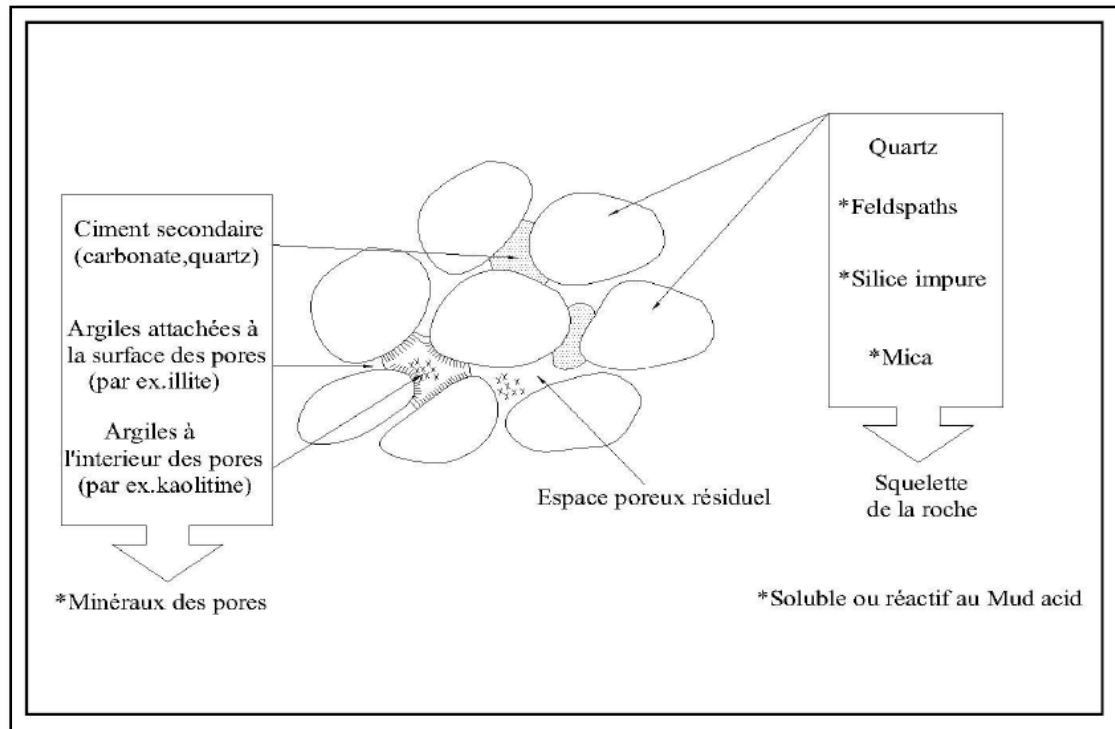


Fig. IV.2 Constituants typiques des grès

On les trouve principalement soit attachées à la surface des pores (chlorites) en les bloquant partiellement (illite), soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite). La figure ci-dessus illustre cette situation .

ii. Action des acides sur les réservoirs gréseux

Les acides auront :

- ✓ Soit à dissoudre certaines particules obturant les pores de la roche magasin (par exemple, carbonate de calcium) ;
- ✓ Soit à permettre, à de telles particules qui sont insolubles, leurs libération par une attaque de la matrice qu'elles obturent ;
- ✓ Soit, enfin, à entraîner une modification de l'état physico-chimique de ces particules (cas d'un gonflement des argiles).

1. Acide chlorhydrique (HCl)

A. Action de l'HCl sur la matrice

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles.

Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire.

D'autres minéraux en effet, les « impuretés », sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée lors de l'étude pétrographique.

B. Action de l'HCl sur l'endommagement

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdisant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCl a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction. Sinon, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : la dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdisant, ou à l'état de dépôt dans le puits.

2. Acide fluorhydrique(HF)

A. Action d'HF sur la matrice

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

Quartz:



Cet acide fluoro-silicique (H_2SiF_6) peut réagir à son tour.

Argiles :



Carbonates:**B. Action sur l'endommagement**

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique.

3. Réactions secondaires

Les problèmes de colmatage partiel sont les plus souvent dus à d'autres réactions secondaires. Il existe principalement :

A. Précipitation de CaF₂ Fluorure de Calcium

Le CaF₂ se produit après la 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.

B. Précipitations des fluorosilicates

La réaction primaire de l'HF sur la silice est :



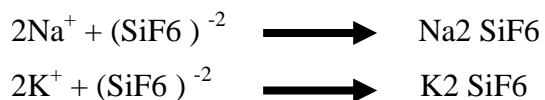
Ça peut se compliquer d'une réaction secondaire de la forme :



Engendrant de l'acide fluor-silicique, qui peut s'ioniser en 2H⁺ et SiF₆⁻

- ✓ L'ion (H⁺) contribue à la réaction globale de l'acide sur la roche.
- ✓ L'ion hexafluorosilicate (SiF₆⁻) réagit avec des cations présents dans le réservoir tels que : Calcium, Ammonium, sodium, Potassium.

C. Hexa-fluro-silicate 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 préflush d'eau douce ou d'acide chlorhydrique faible.

D. 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 existant 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.

IV.2 Les additifs

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.

Les additifs les plus utilisés sont:

2.1 L'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.

2.2 Agents complexant du fer

L'origine du 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.

2.3 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.

2.4 Les antisludges

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, des résines, de cire paraffinique et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui présent dans le brut, se précipite 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 les bruts. Un autre moyen de prévention existe, il s'agit d'emploi d'un acide organique ou de dispersion par un solvant aromatique.

2.5 Les agents tensioactifs (surfactants)

Les agents tensioactifs ont pour objectif de réduire la tension superficielle et de diminuer la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide-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.

2.6 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.

2.7 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.

2.8 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.

IV.3. Choix du type d'acide

Le choix de l'acide adéquat pour une acidification dépend de plusieurs caractéristiques qui peuvent être déterminées à partir des analyses au laboratoire des carottes.

3.1 Les propriétés chimiques de l'acide

Les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont cités en détail dans le point 2.2 les propriétés chimiques de l'acide et qui sont les suivantes :

- ✦ Puissance de dissolution
- ✦ La Vitesse de réaction

3.2 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, on peut citer :

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

3.3 Autres caractéristiques : D'un autre côté ces acides doivent être aussi :

- ✂ Inhibés, pour protéger le matériel tubulaire
- ✂ Les moins dangereux possible à manipuler
- ✂ Facilement disponible et peu coûteux.

IV.4 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.

Le contact de l'acide ou d'autres fluides avec la formation ou les fluides en place peut avoir un effet néfaste : sludges, émulsion, précipitation d'hydroxyde de fer, production de sable, ... etc.

L'objectif principal des études de laboratoire est de déterminer les propriétés physicochimiques 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.

IV.4.1 Analyse des échantillons de roche

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

4.1.1 Les études pétrographiques

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

4.1.2 Tests d'écoulement de l'échantillon

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

A. Test de solubilité

But : 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 *mudacid* 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.

B. Test de colmatage

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

C. Test ARC (Test de Réponse à l'Acide)

C'est le test le plus important pour un projet d'acidification matricielle.

But: 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 qui 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 d'acides sélectionnés est injectée au travers de l'échantillon. La perméabilité aux fluides de référence est redéterminée après les séquences des acides.

IV.4.2 Analyse des échantillons d'huile

IV.4.2 .1 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.

IV.4.2 .2 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. Donc de déceler cette tendance et d'y remédier par la sélection d'additifs appropriés.

IV.5 Calculs nécessaires pour une acidification

Dans cette partie, on présentera la méthode appliquée pour faire les différents calculs nécessaires à l'établissement d'un projet d'acidification matricielle.

Ces calculs sont principalement :

IV.5.1 Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

Le volume d'acide injecté est déterminé par plusieurs méthodes qui ont évolué depuis les premières années d'application de la technique d'acidification jusqu'aujourd'hui. Ces méthodes sont :

1. Calcul géométrique (il donne un volume d'acide approché) ;
2. Test ARC au laboratoire (il donne un volume d'acide optimal) ;
3. La simulation et les logiciels (logiciel STIMCADE) :(donne interactivement des volumes en fonctions de différents paramètres et conditions)

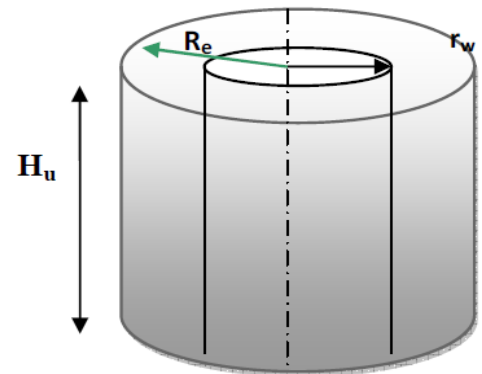
IV.5.1.1 Calcul géométrique

C'est la méthode la plus ancienne. Elle est basée sur le calcul du volume du cylindre endommagé autour du puits, ce dernier est estimé par:

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi(R_e^2 - r_w^2) \cdot H_u \cdot \phi_u$$

Où :

- V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m³)
- R_e : rayon d'endommagement en (m),(déterminé par les essais de puits) ;
- H_u : hauteur utile du réservoir en (m) ;
- r_w : rayon du puits en (m) ;
- Φ_{utile} : la porosité utile du réservoir (%).



Remarque :

- 1) Le volume d'acide obtenu par cette méthode est un volume approché.
- 2) Les volumes de preflush est calculé comme suit :

$$V_{\text{preflush}} = 1/2 V_{\text{traitement principal}} = V_{\text{overflush}}$$

IV.5 1.2 Test de réponse à l'acide (Courbe ARC)

Ce test a pour but l'optimisation du volume d'acide injecté dans le puits, ce dernier est déterminé en premier lieu à l'échelle d'un échantillon prélevé du réservoir à acidifier, puis ce volume est généralisé à l'échelle du puits.

IV.5 1.3 Utilisation des logiciels : Le logiciel STIMCADE par exemple qui donne interactivement des volumes en fonctions de différents paramètres et conditions.

IV.5 .2 Calcul du débit d'injection de l'acide

$$q_{imax} = \frac{4.917.10^{-6}KH[(G_f.H_{mi.perfos}) - P_g - \Delta P_{sécurité}]}{\mu\beta(\log \frac{R_e}{r_w} + S)}$$

- **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)
- **ΔP_{sécurité}** : La marge de sécurité (Psi)
- **P_g** : La pression de gisement (Psi)
- **μ** : La viscosité de l'acide (Cp_o)
- **β** : Le facteur de fond (bbl/STB)
- **S** : Le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension)
- **R_e** : Le rayon de drainage (ft)
- **r_w** : rayon du puits (ft)

IV.5.3 Calcul de la pression d'injection de l'acide

La pression de traitement en surface est :

$$P_{\text{Tsurface}} = (P_{\text{Tfond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{CCE}}$$

Où :

$$P_{\text{Tfond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}}$$

$$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{mi perfos}}$$

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{puits}} \times \frac{d}{10}$$

$$\Delta P_{\text{CCE}} = \frac{518 \rho_{\text{MA}}^{0.79} \times q_{\text{imax}}^{1.79} \times \mu_{\text{MA}}^{0.207}}{D_{\text{CEE}}^{4.79}}$$



Chapitre V
L'innovation dans le domaine
de l'acidification

V.1 La technique de OneSTEP

La technique de One-step consiste à utiliser une seule étape dans le traitement d'acidification dans les formations gréseuses. Ce système assure une stimulation uniforme, par l'évitement des risques de déconsolidation de la roche réservoir, les précipitations secondaires et tertiaires, et la formation des émulsions et des sludges.

La sélection du puits candidat est faite à l'aide de Virtual Lab Geochemical Simulation Software. Ce logiciel combine les résultats des tests de réaction de la boue et les tests effectués sur les carottes des puits concernés afin de prédire l'efficacité du traitement proposé et les volumes d'acide à utiliser.

Applications:

- Les puits injecteurs de gaz, d'huile ou d'eau.
- Les formations gréseuses multi-couches.
- Les zones à haute température (95-190 °C).
- Les formations contenant une composition minéralogique complexe.
- Les cas où l'endommagement est causé par la boue de forage.
- Formation des émulsions et des sludges.
- Les cas où il existe un problème de corrosion.

Avantages

- Dissoudre les carbonates, les argiles, et les particules fines.
 - Réduire le risque de déconsolider la roche (comparant à RMA).
 - Éviter la formation des précipitations.
- La technique d'un seul étage
 - Avantage opérationnel (surtout dans les off-shore puisque l'installation des équipements n'exige pas un grand espace)
 - Facilité de la mise en place du fluide du traitement.
 - Avantage économique.
 - Gain en temps.
- Optimisation du traitement avec le design « Virtual Lab-Software »
(Voir annexe 4 ,5)

V.2 L'utilisation d'un système polymère associatif (AP) comme une méthode de diversion dans les traitements matriciels dans les puits producteurs et injecteurs (cas étudié : l'Algérie)

La réussite de l'acidification nécessite une répartition uniforme du fluide de traitement dans la zone endommagée. En absence de la diversion, l'acide a tendance à pénétrer dans les zones les plus perméables (zones non endommagées). Dans certains cas, l'acide peut aussi pénétrer dans les zones aquifères situées à proximité, ce qui peut entraîner une augmentation significative de la production de l'eau après le traitement.

L'utilisation d'un système polymère associatif (AP) comme une méthode de diversion a réalisé des résultats efficaces dans l'amélioration de la production /injection dans le réservoir TAGI dans l'un des plus grands champs pétroliers Algériens. Les puits de ce champs ont produit pendant un certain temps avec un water-cut qui arrive des fois jusqu'à 97%, ce qui nécessite un work-over pour recompléter le puits.

Plusieurs techniques de diversion ont été utilisées, le procédé le plus fiable est l'installation des dispositifs d'isolation mécanique. Cependant, cette technique n'est pas toujours pratique et rentable, et des fois elle n'est pas réalisable. Sans isolation mécanique, un certain type d'agent de diversion doit être utilisé. , il existe plusieurs types de matériaux de diversion comme les fluides visqueux et les billes colmatantes. Malgré que l'utilisation de ces dernières a donné de bons résultats mais l'augmentation de la production d'eau après le traitement matriciel reste toujours un problème.

Le système AP est une solution de faible viscosité (<2 cp), il est injecté en alternance avec les étages de l'acide tout au long du traitement. Ce système AP s'adsorbe immédiatement sur la surface de la roche, ce qui réduit la perméabilité de la formation à l'eau sans influencer la perméabilité à l'huile. Les étapes ultérieures de l'acide vont être diverties vers les autres zones parce que le fluide du traitement injecté trouverait une restriction dans les zones où le produit chimique AP a été adsorbé, donc le principe de fonctionnement de ce dernier ne repose pas sur la viscosité ou la présence de solides pour fournir la diversion (contrairement au mécanisme de colmatage avec les particules)

Plus de 1100 stimulations ont été réalisées dans le monde entier avec le système AP dans les formations gréseuses et carbonatées même à haute température (jusqu'à 350 ° F). Cette technique a été mise en œuvre dans l'acidification et la fracturation à l'acide.

Récemment, un système AP a été développé, qui est également considéré comme un modificateur de la perméabilité relative (RPM). Ce système d'AP pourrait intrinsèquement diminuer la perméabilité de la formation à l'eau et fournir une bonne diversion à l'acide.

V.3 The ACTIVE Matrix CT real-time stimulation

« ACTIVE Matrix peut se résumer en trois mots: mesurer, interpréter et agir. Vous pouvez agir, changer, adapter et optimiser votre traitement, de sorte que vous pouvez augmenter l'efficacité de la stimulation et améliorer les résultats de la production du puits » François Cantaloube responsable du service Coiled Tubing de Schlumberger au Canada.

ACTIVE Matrix CT Real-time Stimulation consiste à optimiser la stimulation matricielle par le Coiled-tubing grâce à la combinaison des deux mesures : la télémétrie de la fibre optique et le débit calorimétrique afin d'évaluer la contribution en débit de chaque intervalle, examiner les données en temps réel et ajuster le programme de pompage nécessaire pour la diversion et les étapes de stimulation ultérieures

Un contrôle continu en fonction du temps des taux d'injection, de la pression du fond, et de la température pendant l'opération d'acidification, va permettre une pénétration maximale et une meilleure diversion du fluide de traitement.

Après avoir installé l'équipement, un DTS (Distributed Temperature Sensing) est lancé dans le puits, permettant la détermination en temps réel de l'efficacité du diverter, la surveillance de la mise en place des fluides de stimulation, l'ajustage du programme de pompage, et l'évaluation de la contribution en débit pendant le flow-back.

Une fois le fluide de traitement pompé, il pénètre dans les couches les plus perméables du réservoir. Quand le premier traitement est terminé, le coiled tubing est amené à TD (Target Depth) et des DTS supplémentaires sont lancés pour identifier les zones qui ont été réceptives de l'acidification. Les données sont examinées pour ajuster le tableau de pompage pour la diversion et la deuxième phase de stimulation.

L'étape de la diversion consiste à colmater temporairement les zones déjà traitées en dirigeant le second étage du traitement dans la zone à côté de ces dernières. Ce processus est répété si nécessaire pour assurer une stimulation efficace pour tout l'intervalle du réservoir.

V.4 APCA / HF : Un fluide compatible avec les sels (Na et K) et la minéralogie riche en carbonate dans les formations à haute température (360°F)

L'usage de l'acide HF pour éliminer les argiles et les minéraux de la silice dans les zones gréseuses endommagées nécessite un milieu exempt des ions de Sodium et de Potassium.

L'utilisation d'un agent chélateur APCA (Amino Poly Carboxylic Acid) dans l'acidification des formations gréseuses élargit la gamme de température d'application et le type de minéraux qui peuvent être exposés à un tel fluide.

L'acidification des grès avec l'acide HF dans les zones à haute température est également délimitée par le type d'acier du tubing qui peut être exposé à un tel fluide, alors un contrôle de la corrosion est indispensable.

Les résultats de laboratoire obtenus dans cette étude démontrent que la corrosion peut être bien contrôlée pour un fluide ayant un pH de 2,5 et HF d'une concentration de 1 à 2% pour une température de 250-275 ° F et à 300 ° F avec un pH de 4.

Les résultats des tests montrent que le fluide APCA / HF, ayant un pH de 2,5, peut effectivement être utilisé pour traiter le grès hétérogène de teneur en carbonate modérée à 360 ° F et est également compatible avec un grès propre.

Le fluide HF/APCA stabilise les ions les plus problématiques dans le fluide utilisé (Al^{3+} , Fe^{2+} / 3^{+} , Ca^{2+} , et les alumino-fluorure) sans la nécessité d'un acide de preflush et sans maintenir des conditions fortement acides.

Utilisation de chélateurs de type Acide Amino Poly Carboxylique est limité par les matériaux commercialement disponibles, qui tous contiennent du sodium, à l'exception de ceux qui contiennent de l'ammonium.

Chapitre VI

Exécution de l'opération de traitement matriciel pour
les puits ONR3 et ATK9

VI.1 Le puits ONR 3

VI.1.1 Présentation du puits ONR3

Le puits ONR3 est un puits producteur de condensât, produit depuis le liner 4 ½'' et complété par un tubing 3 ½'', il a été foré en juillet 1970 par la Sonatrach dans le cadre de l'exploration du gisement d'Oued Noumer. Après avoir effectué plusieurs "DST", il s'est avéré que le niveau "B" est très intéressant en production d'huile. Il a été mis en production le 10/10/1972 après on a arrêté sa production à cause du noyage total de ce niveau par l'eau.

La reprise du puits a eu lieu en Mai 2010 comme puits producteur du niveau A.

VI.1.2 Position du puits par rapport au champ

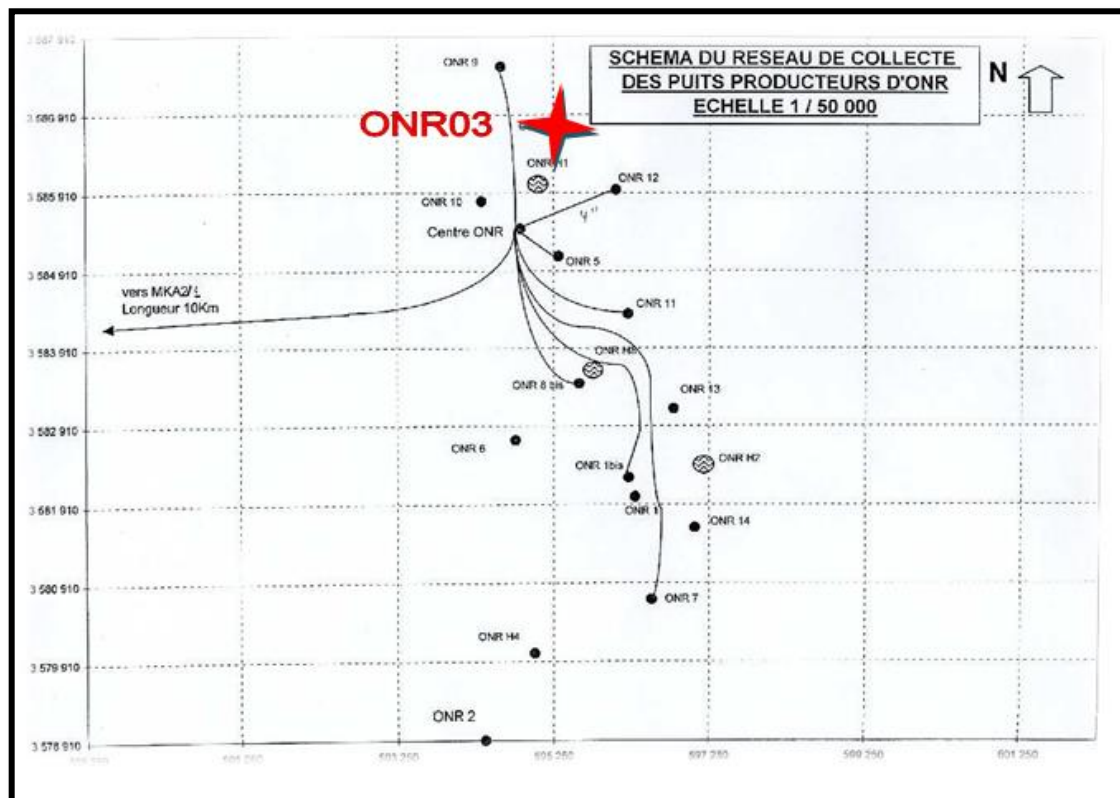


Fig. VI.1 Position du puits ONR3 par rapport au champ

VI.1 .3 Le choix de ce puits

A. Rapport géologique

La composition minéralogique

Tableau VI.1 La composition minéralogique d'ONR3

Puits	Profondeur (m)	Minéraux non argileux				Minéraux argileux	
		Quartz (%)	Dolomite (%)	Calcite (%)	Feldspath (%)	Illite (%)	Chlorite (%)
ONR3	2683	80	1	4	4	8	3

B. Tests de jaugeage

Tableau.VI.2 Test de jaugeage du puits ONR3 avant acidification

Paramètres	Durée	Duse	FWHP	FLP	Débit d'huile	Débit d'eau	Densité d'huile
Date& temps							
Unités	Heure	../64	bar	bar	Stm ³ /h	m ³ /h	
30/01/2015	2 :30	15	62.0	11.0	1.497	0.027	0.792
De 11:25 à 13 :55							
Flow period 1							
31/01/2015	2 :30	20	58.2	13.3	2.312	0.112	0.792
De 12 :00 à 13 :30							
Flow period 2							

C. Historique des opérations

1). **Forage du puits ONR3** en juillet 1970 par la Sonatrach et mise en production du niveau "B" le 10/10/1972 sur une duse 3/8" avec laquelle il a produit jusqu'au 05/03/1977 où le puits a été complètement bouché par le sel.

2). **Opérations de SNUBBING**

Rééquipement du puits avec le concentrique 1"660 en Mai 1977. Le puits a continué à produire jusqu'au 23/03/79 où il a été fermé suite à une production excessive d'eau salée (95% d'eau).

Le 12/04/83 : Remontée du concentrique macaroni, mais suite à des problèmes techniques survenus (cisaillement du macaroni et manque d'outil de repêchage) l'opération n'a pas été une réussite.

3). En 2009

-Reprise du puits par un SNUBBING, l'objectif c'était la remontée du CCE et mettre le puits en sécurité .L'intervention a été effectuée entre 03/04/2009 et 27/07/2009.

-Work Over en vue d'isoler le niveau B et reprendre le puits comme producteur dans le niveau A.

4). En mai 2010

-Remise en production dans le niveau A, le seul problème rencontré est la chute de pression de tête à cause du bouchage qu'on a traité par des bouchon d'eau douce, ou même des nettoyages avec le coiled tubing.

5). En 2013

-Nettoyage du puits par un coiled tubing suite à une anomalie au niveau de la pression de tête mais après cette opération le puits n'a pas pu démarrer malgré toutes les interventions qui sont faites ultérieurement.

- Mise en place d'un MPBT à cause d'un cross flow qui a eu lieu entre les deux niveaux A et B puisque le bridge plug n'a pas été étanche, mais le MPBT n'a pas tenu plus de 3 jours alors on a programmé un Work Over.

5). En 2014

- Work Over pour refaire l'opération MPBT le 15/04/2014 mais l'objectif de l'opération n'a pas été atteint à cause d'une faute technique engendrant un poisson de 16 m de longueur coincé au fond du puits.

-Libération du passage, isolation du niveau B complètement noyé, par deux barrières : un bouchon de ciment plus un bridge plug.

- Mise en place de la complétion, déplacement de la boue par la saumure et fin des opérations.

6). En 09/01/ 2015 : Mise en production du puits.

D. La Complétion du puits

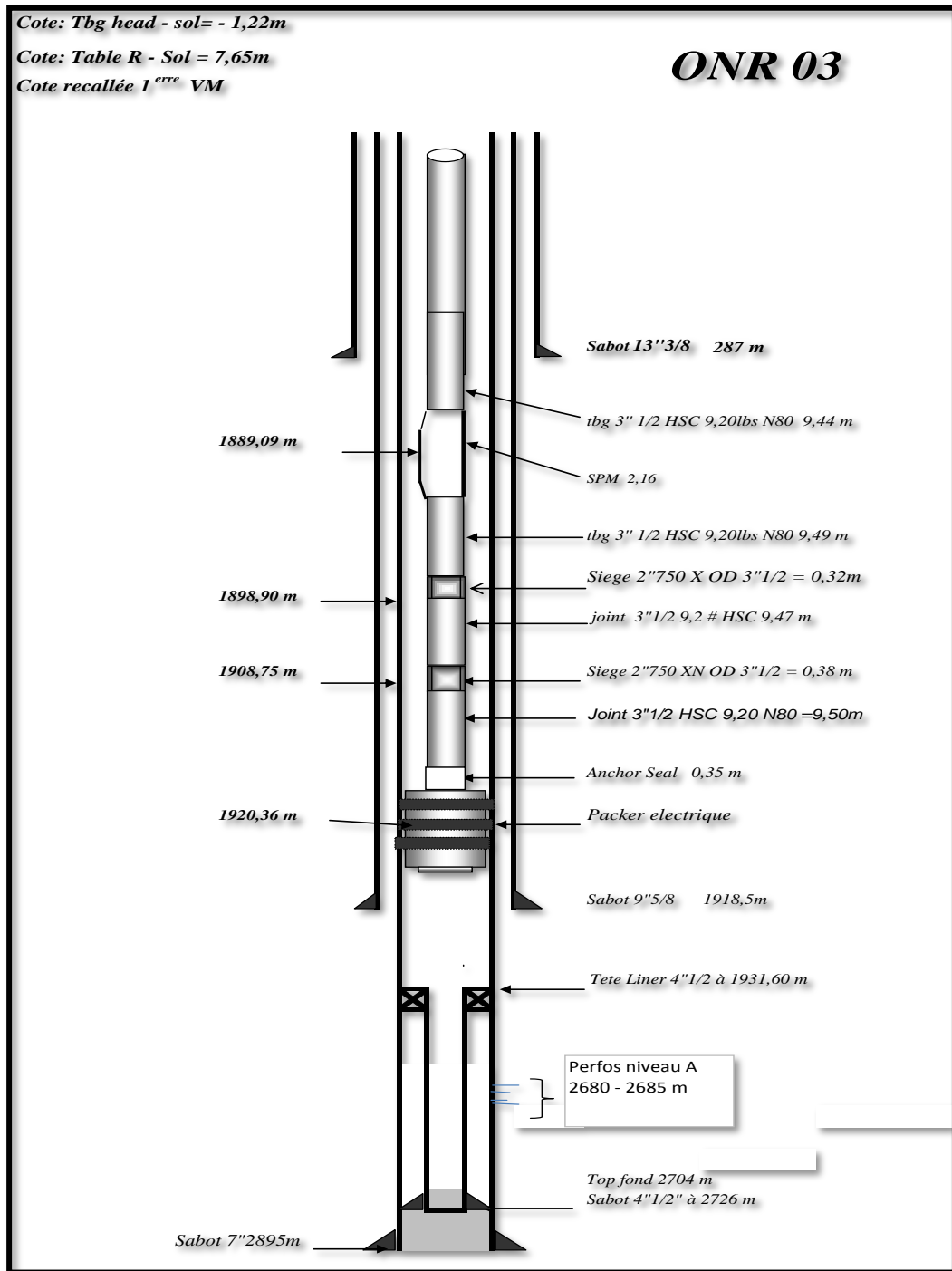


Fig.VI.2 Le schéma de la complétion du puits ONR3

(Voir Annexe 6)

E. Données de réservoir

Tableau.VI.3 Les données du réservoir du puits ONR3

Type du puits	Perméabilité (md)	Porosité %	La hauteur perforée (m)	Niveau de production
Producteur	216	10- 16	5 m (2680-2685)	TAG niveau A
Type de fluide produit	GOR (sm3/m3)	Débit de production (m3/hr)	Pression de réservoir (psi)	Température au fond du puits (°C)
Condensat	371	2.3	5366.4	85

F. Calcul du degré d'endommagement de la formation en utilisant le logiciel Ecrin (Avant l'acidification)

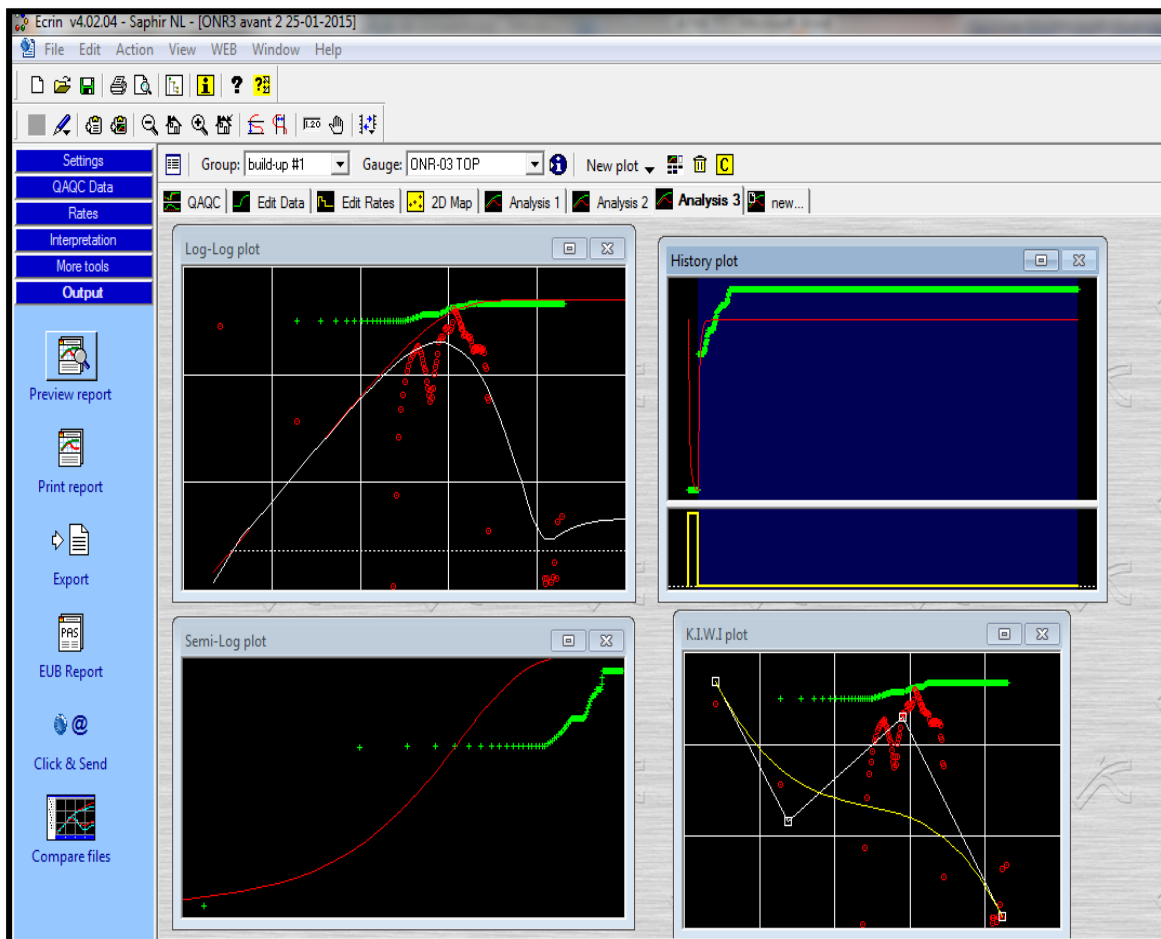


Fig.VI .3 Les graphes générés par le logiciel Ecrin (avant l'acidification)

Les Résultats fournis par Ecrin

Le modèle

Puits : vertical, Réservoir : homogène limité par deux failles. (Voir Annexe7)

Tableau.VI .4 Les paramètres du puits avant acidification

Paramètre	C (bbl/psi)	S	Kh (md.ft)	K _{moy} (md)	P _f (psi)	L-S	L-N
Valeur	0.00366	99.2	981	59.8	3904	512	51200

Estimation du potentiel du puits

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_f}$$

$$IP = \frac{347,2}{5366.4 - 3904}$$

IP avant = 0.23 bbl/(d.psia)=1.5^{E-03} m3/(h.psi)

1.1 .4 Evaluation de l'opération après l'acidification

4.1 Calcul du degré d'endommagement de la formation en utilisant le logiciel Ecrin
(Après l'acidification)

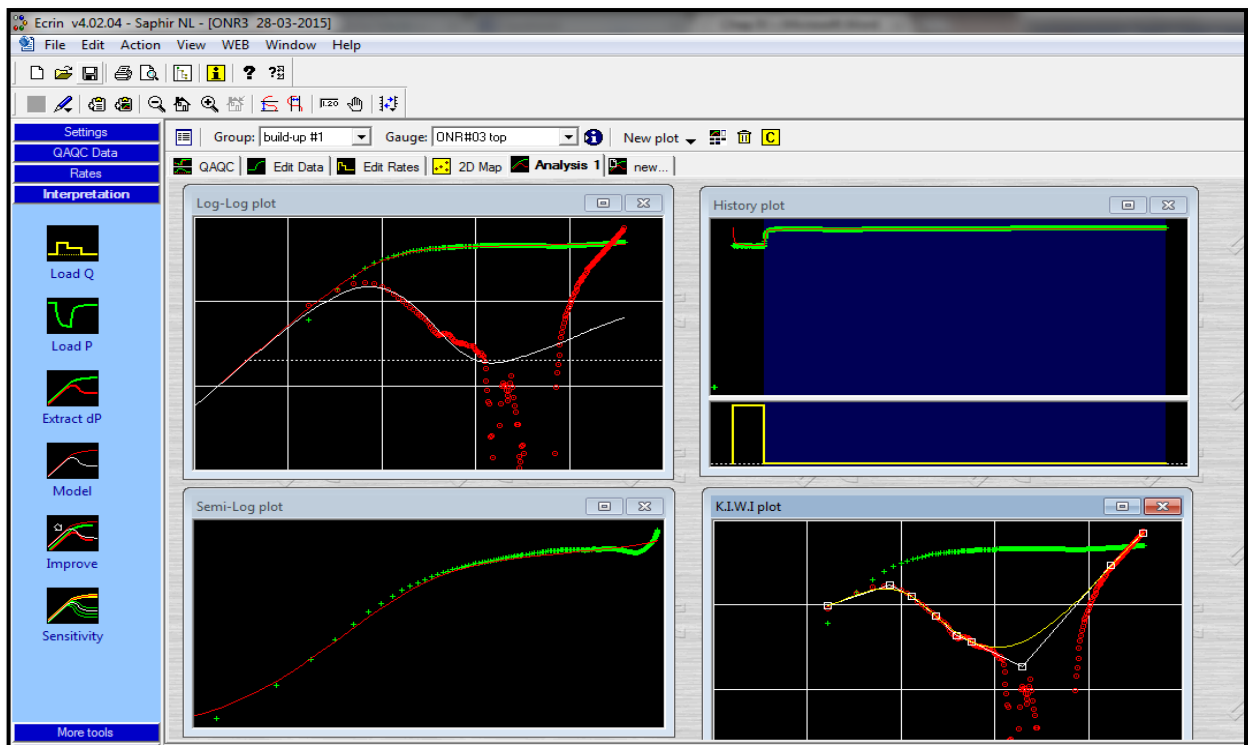


Fig.VI .4 Les graphes générés par le logiciel Ecrin (après l'acidification)

Les Résultats fournis par Ecrin

Le modèle

Puits : vertical, Réservoir : homogène limité par deux failles

Tableau VI.5 Les paramètres du puits ONR3 après acidification

Paramètre	C (bbl/psi)	S	Kh (md.ft)	K _{moy} (md)	P _f (psi)	L-S	L-N
Valeur	0.011	4.14	2950	180	4432.16	512	51200

4.2 Test de jaugeage après acidification

Tableau VI.6 Le test de jaugeage u puits ONR3 après acidification

Paramètres	Durée	Duse	FW HP	FLP	Débit d'huile	Débit de gaz	Débit d'eau	Densité d'huile	GO R	WOR
Date & temps										
Unités	Heure	./64	bar	bar	Stm ³ / h	Stm ³ /h	m ³ /h	Water= 1	Stm ³ /St m ³	m ³ / Stm ³
27/03/2015	3 :00 De 12 :05 à 13 :05	15	177.3	13.9	4.823	1512	0.027	0.799	314	0.006
Flow period 1										
28/03/2015										
De 12 :30 à 14 :00	3 :00	20	167	15.7	7.382	2770	0.12	0.799	375	0.016
Flow period 2										

4.3 Calcul de l'IP

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_f}$$

$$IP = \frac{1117,07}{5366.4 - 4432.16}$$

IP après = 1.18 bbl/(d.psia) = 7.8^{E-03} m3/(h.psi)

4.4 Interprétation des résultats

- 1) On remarque une diminution significative du skin de 99.2 à 4.14 ce qui traduit une diminution remarquable de l'endommagement
- 2) On remarque une augmentation de la perméabilité de 58.9 md à 180 md ce qui engendre un bon écoulement dans le réservoir.
- 3) On remarque une augmentation importante en terme de débit de 2.3 m³/h à 7.4 m³/h.
- 4) Ce qui confirme la réussite de l'opération est la prolifération de l'index de productivité de **0.23 bbl/(d.psia)** à **1.18 bbl/(d.psia)**.

VI.2 Le puits ATK9

VI.2 .1 Présentation du puits ATK9

Le puits ATK9 se trouve dans la partie Sud-Est de la structure de gisement d'Ait Kheir, il a été foré le 18 Avril 1979 et mis en production le 28 Mars 1980. Dans un premier temps ATK9 était un puits producteur d'huile (**niveau B**) jusqu'au 21 décembre 1991 où il a été reconverti en puits injecteur de gaz (**niveau B**) afin de maintenir la pression dans le gisement d'Ait Kheir.

Actuellement, ATK9 est reconverti en un puits producteur mais cette fois-ci, il produit du condensat à partir de **niveau A**.

VI.2 .2 Position du puits

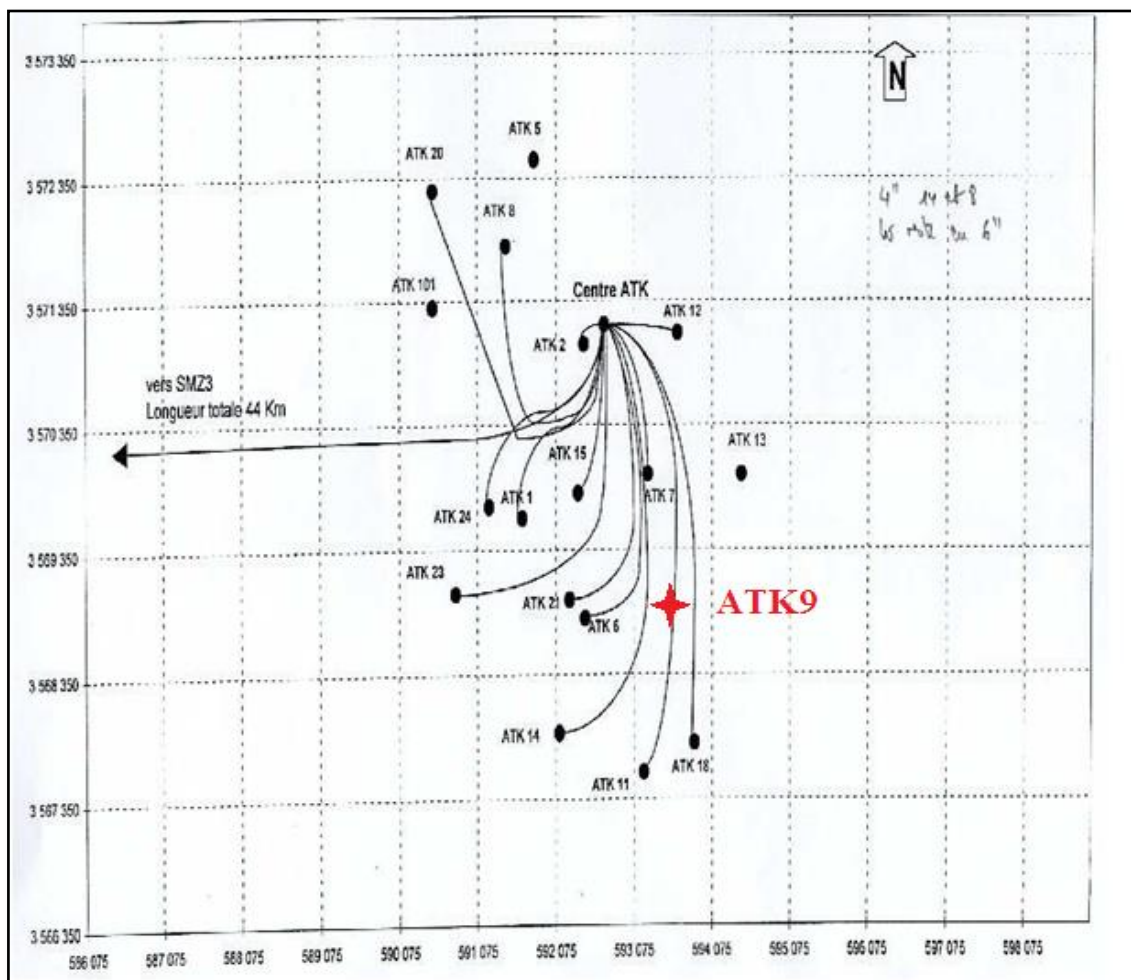


Fig. VI.5 schéma de réseau de collecte des puits producteur de « Ait Kheir »

VI.2.3 Le choix de ce puits pour l'acidification

3.1 Rapport géologique

3.1.1 La composition minéralogique

Tableau VI.7 La composition minéralogique d'ATK9

Puits	Profondeur (m)	Minéraux non argileux			Minéraux argileux	
		Quartz (%)	Dolomite (%)	Feldspath (%)	Illite (%)	Chlorite (%)
ATK9	2695	79	-	2	11	8

1.1.2 La lithologie

Tableau VI.8 Fiche stratigraphique du puits ATK9

			Géologiques	
			Prévis.	TVD
Crétacé	Inférieur Supérieur	Sénonien	0	
		Turonien	160	150
		Cénomanién	247	248
		Albien	415	415
		Aptien	865	860
		Barrémien	888	883
		Néocomien	1135	1130
Jurassique	LIAS	Malm	1361	1359
		Dogger	1620	1618
		Marneux	1765	1773
		Carbonate	1778	1778
		Anhydritique	1832	1852
		Salifère	2007	2052
		HB	2042	2067
		Salifère S1+S2	2072	2090
		Salifère S3	2275	2292
		Argileux supérieur	2508	2517
TRIAS	Trias Argilo Greseux	S4	2581	2579.5
		Argileux inf	2647	2611
		Grès A	2663	2653
		Arg B	2708	
		Grès B	2722	2700
		Arg C	2762	2762
		Grès C	2779	2773
		Série inf	2798	2780
		Profondeur Finale	2820	2811

3.2 Test de jaugeage

Tableau VI.9 Test de jaugeage avant l'acidification

Date	Unités	24 /01/2015	25 /01/2015
Temps		8 :30-11 :30	10 :30-13 :30
paramètres		Période1	Période2
Durée	Heures	3 :00	3 :00
Duse	/64	20	25
FWHP	Bar	115	100
FWHT	°C	-	-
FLP	Bar	23 .8	25.8
Pression de séparation HP	Bar	23.3	25.2
Débit d'huile	Stm ³ /h	0.270	0.479
Débit de gaz	Stm ³ /h	4819	5304
Débit d'eau	m ³ /h	0	0
GOR	Stm ³ /Stm ³	17833	10921
GLR	Stm ³ /Stm ³	17833	10921
Densité d'huile	Water=1	0.712	0.713
Densité de gas HP	Air=1	0.694	0.678

3.4 Historiques des différentes opérations

Les principales opérations réalisées sur le puits ATK9 sont citées comme suit :

1- Workover (11/05/87 – 18/08/87)

Appareil : TP189

But : convertir ATK9 en puits injecteur dans le niveau B

- **Mise en injection 20/12/91**

2- Workover (23/03/09 – 31/07/09)

Appareil : ENAFOR03

But : élimination de la communication dans l'espace annulaire.

3- Workover (26/04/11 - 20/07/11)

Appareil : TP205

But : élimination de la communication dans l'espace annulaire.

4- Perforation 04 et 05/11/14

Société : Schlumberger

But : isoler le niveau B par MPBT et mettre des perforations dans le niveau A (2689m-2698m)

- **Mise en production le 14/01/15**

3.5 Réservoir Data

Tableau VI.10 Les données du réservoir du puits ATK9

Type du puits	Perméabilité Ki (md)	Porosité ϕ (%)	La hauteur perforée $H_{perfo}(m)$	Niveau de production
Producteur	69	14	9 (2689-2698)	TAG niveau A
Type de fluide produit	GOR (sm ³ /m ³)	Débit de production (m ³ /hr)	Pression de réservoir (psi)	Température au fond du puits (°C)
Condensat	8000	0.479	5011	79

3.6 Schéma de complétion

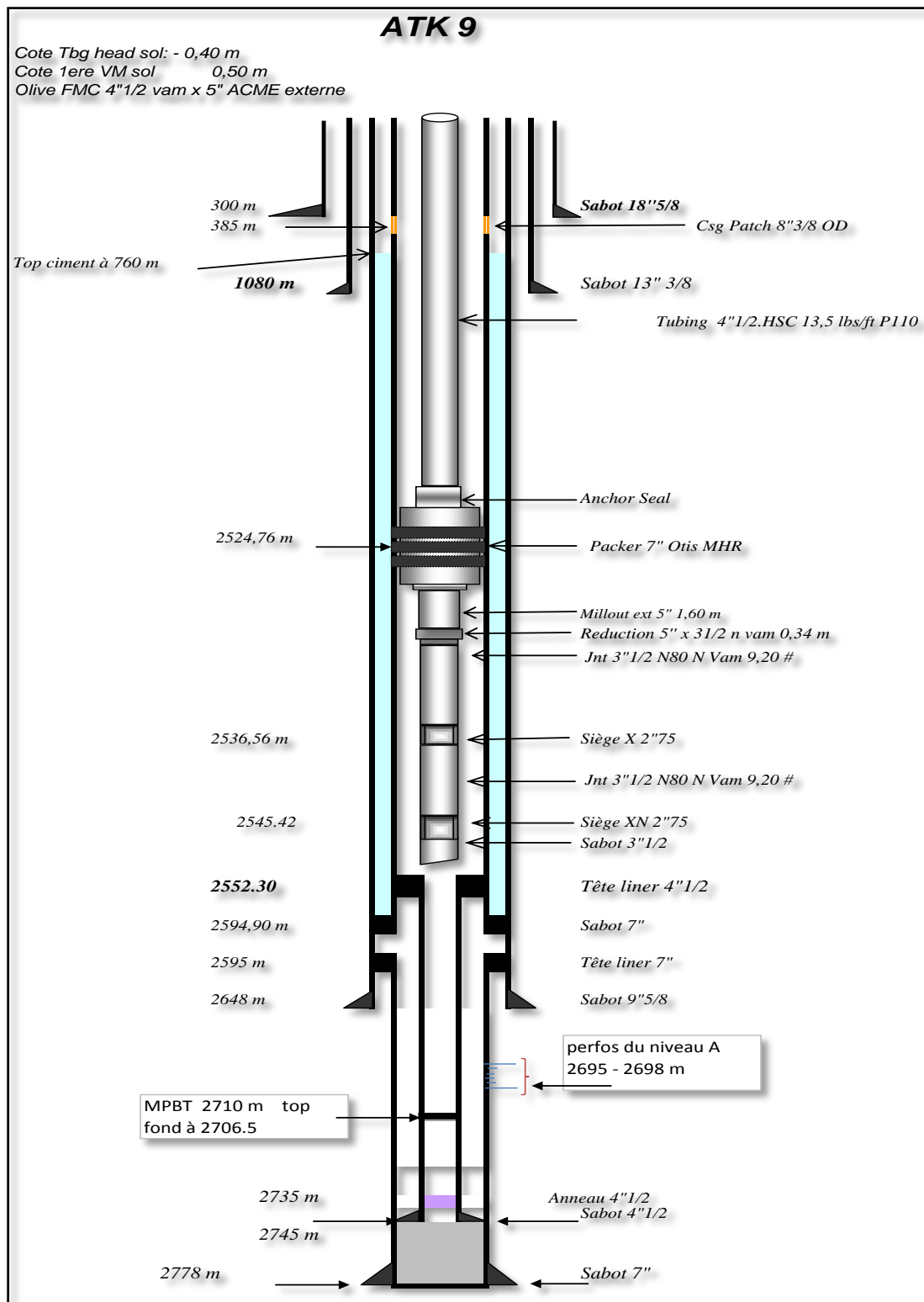


Figure VI.6 schéma représentatif de la complétion de ATK9

(Voir Annexe 8)

3.7 Calcul du degré d'endommagement de la formation en utilisant le logiciel Ecrin (Avant l'acidification)

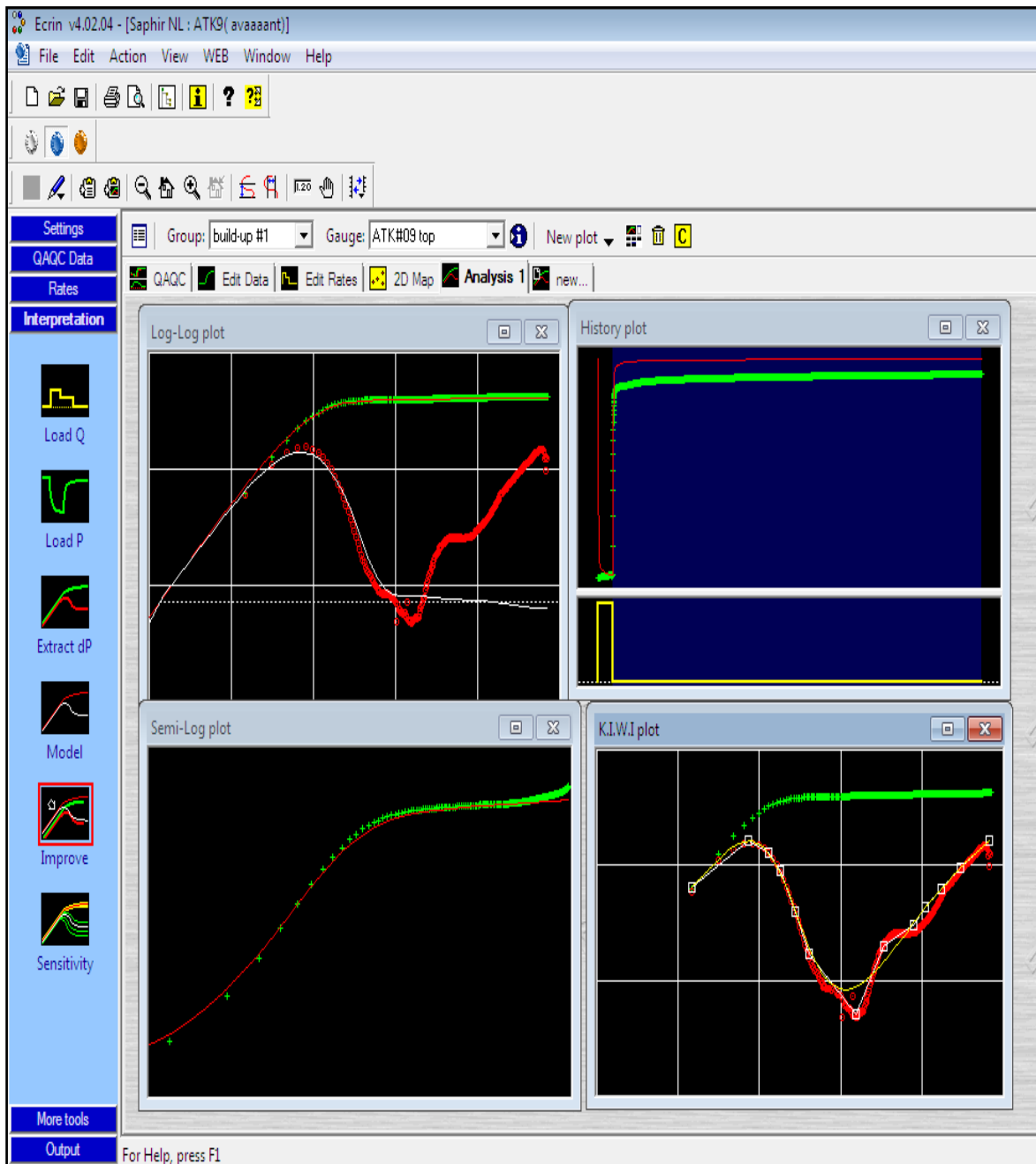


Fig.VI.7 Les différents graphes générés par le logiciel Ecrin (avant l'acidification)

- **Les résultats obtenus**

Pour la configuration suivante, Ecrin a donné les résultats montrés dans le tableau ci-dessous :

- Puits : vertical
- réservoir : homogène
- les limites : une seule faille. (**voir Annexe9**)

Tableau VI.11 les résultats obtenus par Ecrin (avant l'acidification)

Perméabilité K (md)	Skin S	Capacité d'écoulement KH (md.ft)	Pression fond (psi)	Distance faille-puits) L (ft)	Capacité du puits C (bbl/psi)
11.2	21.1	332	2711	1780	9.07E-4

- **L'estimation du potentiel du puits**

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_f}$$

$$IP = \frac{72.3}{5011 - 2711}$$

$$IP_{avant} = 0,03143 \text{ B/day/psi}$$

VI.2.4 Evaluation de l'opération (Après l'acidification)

4.1 Test de jaugeage

Tableau VI.12. Test de jaugeage après l'acidification

Date	Unités	04 /04/2015	04 /04/2015	05 /04/2015	05 /04/2015
Temps		8 :15- 11 :00	11 :52- 14 :52	7 :50- 10 :50	11 :35- 14 :35
paramètres		Période1	Période2	Période3	Période4
Durée	Heures	3 :00	3 :00	3 :00	3 :00
Duse	/64	25	30	35	40
FWHP	Bar	129	118 .3	106.5	93.2
FWHT	°C	-	-	-	-
FLP	Bar	25 .6	27.3	27.5	30.3
Pression de séparation HP	Bar	24.9	26.1	26.7	29.3
Débit d'huile	Stm ³ /h	0.486	0.511	0.596	0.657
Débit de gaz	Stm ³ /h	7308	9835	11816	13550
Débit d'eau	Stm ³ /h	0	0	0	0
GOR	Stm ³ /Stm ³	15244	19252	19840	20615
GLR	Stm ³ /Stm ³	15244	19252	19840	20615
Densité d'huile	Water=1	0.722	0.727	0.726	0.726
Densité de gaz HP	Air=1	0.684	0.686	0.686	0.686

4.2 Les résultats obtenus

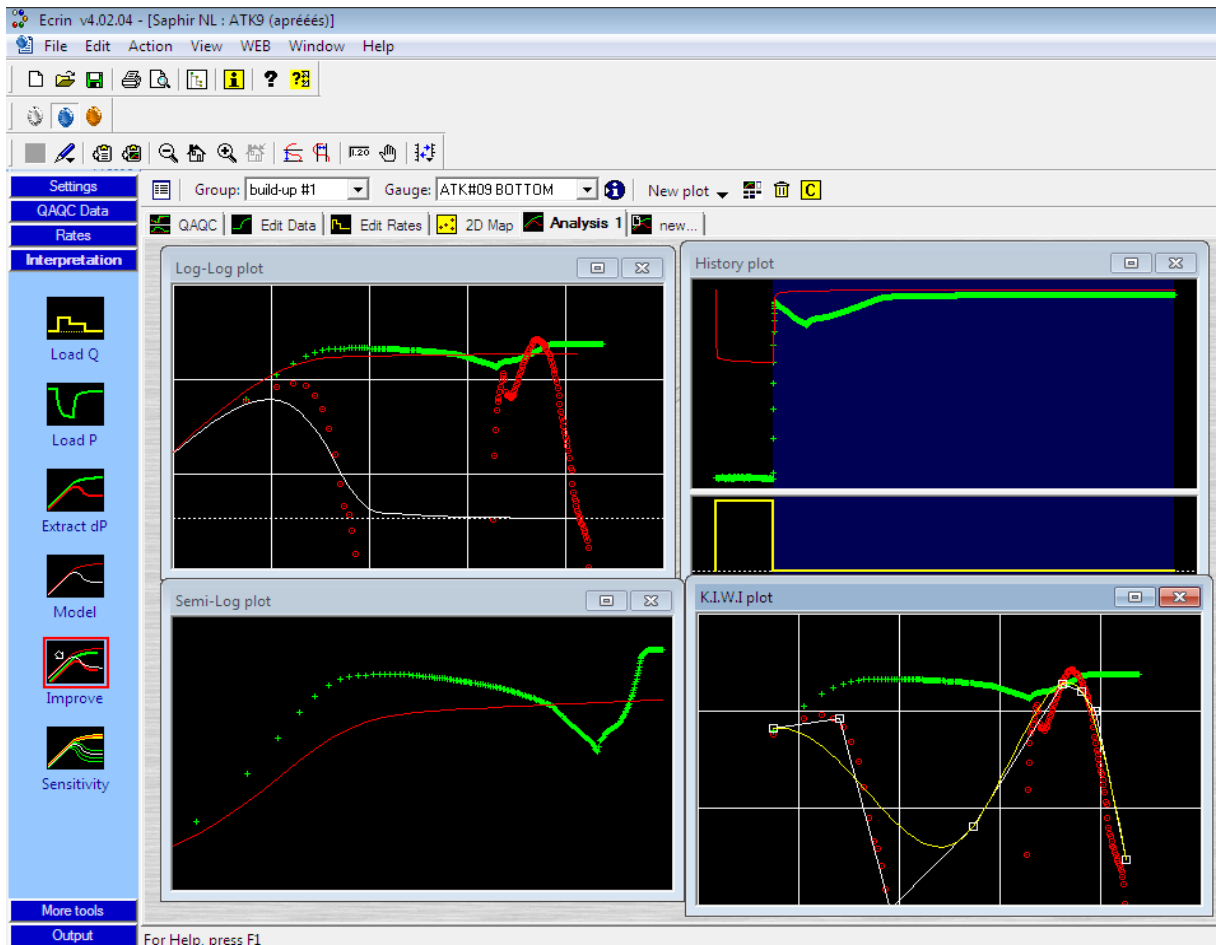


Fig.VI.8 Les différents graphes représentés par le logiciel Ecrin (après l'acidification)

Tableau VI.13 les résultats obtenus par Ecrin (après l'acidification)

Perméabilité K (md)	Skin S	Capacité d'écoulement KH (md.ft)	Pression fond P _f	Distance faille-puits L (ft)	Capacité du puits C (bbl/psi)
12.2	20.5	360	2741	1890	1.78E-4

4.3 L'estimation du potentiel du puits

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_f}$$

$$IP = \frac{73.359}{5011 - 2741}$$

$$IP_{après} = 0,03231 \text{ B/day/psi}$$

4.4 Interprétation des résultats

- Une diminution de l'ordre de -0.6 du skin (de 21.1 à 20.5) ce qui signifie que l'acide n'a pas vraiment atteint les zones endommagées :
 - soit le volume injecté n'a pas été suffisant (une vérification par la suite à partir des calculs va nous aider à confirmer ou non cette hypothèse)
 - soit le type d'acide n'est pas convenable pour cette formation donc une réaction défavorable a été survenue.
 - soit une mauvaise isolation de la zone destinée à traiter (2695-2998m) d'où presque la totalité de l'acide injecté a pénétré dans les zones non endommagées (plus perméables).
- Une augmentation infime de la perméabilité (de 11.2 à 12.2md) ce qui confirme l'échec de l'opération d'acidification dans ce puits.

Remarque : Justification de l'opération d'acidification

Suite aux rapports étudiés et aux valeurs du skin obtenues, les deux puits ONR03 et ATK9 ont été considérés comme puits candidats à l'acidification.

VI.3 Calculs nécessaires pour l'acidification

VI.3.1 Puits ONR3

1. Calcul du volume de l'acide du traitement principal

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi (R_e^2 - r_w^2) \cdot H_u \cdot \phi_{\text{utile}}$$

$$V_{\text{acide}} = 3.14 * ((1.3)^2 - (0.10795)^2) \cdot 5 * 0.16 = 4.216 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{preflush}} = V_{\text{overflush}} = \frac{1}{2} V_{\text{acide}} = 2.18 \text{ m}^3$$

2. Calcul du débit d'injection

$$q_{i,\text{max}} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} KH [(G_f \cdot H_{\text{mi,perfos}}) - P_g - \Delta P_{\text{sécurité}}]}{\mu \beta (\log \frac{R_e}{r_w} + S)}$$

$$q_{i,\text{max}} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} * 981 * [(0.7 * 8800.85) - 4916 - 500]}{0.3 * 1.35789 * (\log \frac{1.3}{0.10795} + 99.2)}$$

$$q_{i,\text{max}} = 0.475 \text{ bbl/min}$$

3. Calcul de la pression d'injection en surface

$$P_{\text{Tsurface}} = (P_{\text{Tfond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{CCE}}$$

$$P_{\text{t fond}} = P_{\text{frac}} - D_p \text{ sécurité}$$

$$P_{\text{frac}} = G_f * H_{\text{mi,perfos}} = 0.7 * 8800.85 = 6160.595 \text{ Psi}$$

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{dMA}}/10 * 14.5 = 2704 * 0.104 * 14.5$$

$$P_{\text{hyd}} = 4077.632 \text{ psi}$$

$$P_{\text{fond}} = 6160.595 - 500 = 5660.32 \text{ Psi}$$

$$\Delta p_{\text{CCE}} = [518 * (1.04)^{0.79} * (0.382)^{1.79} * (0.3)^{0.207}] / (1.75)^{4.79}$$

$$= 5.097 \text{ Psi}$$

$$5.097 \text{ Psi} \longrightarrow 1000 \text{ ft}$$

$$X \text{ Psi} \longrightarrow 8809.055 \text{ ft}$$

$$D'où : X = \Delta p_{\text{CCE}} = 44.9 \text{ Psi/ft}$$

$$\text{Donc : } P_{\text{Tsurface}} = (5660.32 - 4077.632) + 5.097$$

$$P_{\text{Tsurface}} = 1627.863 \text{ Psia}$$

VI.3.2 Puits ATK9

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

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi(R_e^2 - r_w^2) \cdot H_p \cdot \phi_u$$

$$V_{\text{acide}} = 3.14 \times (1.5^2 - 0.107948^2) \times 3 \times 0.14$$

$$V_{\text{acide}} = 2,95 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{preflush}} = 1/2 V_{\text{traitement principal}} = V_{\text{overflush}}$$

$$V_{\text{overflush}} = V_{\text{preflush}} = 1,47 \text{ m}^3$$

Remarque

Le volume calculé par la méthode géométrique est proche de celui utilisé pendant l'opération donc la première hypothèse proposée auparavant est fautive.

7-2 Calcul du débit d'injection de l'acide

$$q_{imax} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} KH [(G_f \cdot H_{mi.perfos}) - P_g - \Delta P_{\text{sécurité}}]}{\mu\beta \left(\log \frac{R_e}{r_w} + S \right)}$$

$$q_{imax} = \frac{4.917 \cdot 10^{-6} \times 332 \times [(0.7 \times 8856.62) - 5011 - 500]}{0.3 \times 1.689 \left(\log \frac{1.5}{0.107948} + 21.1 \right)}$$

$$q_{imax} = 0,64 \text{ bbl/min}$$

7-3 Calcul de la pression d'injection de l'acide

$$P_{\text{Tsurface}} = (P_{\text{Tfond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{CCE}}$$

a) Pression de fracturation :

$$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{puits}}$$

$$P_{\text{frac}} = 0.7 \times 8879.6 = 6215,71 \text{ psi}$$

b) Pression de traitement admissible aux abords de puits (au fond)

$$P_{\text{Tfond}} = P_{\text{frac}} - \Delta P_{\text{sécurité}}$$

$$P_{\text{Tfond}} = 6215,71 - 500$$

$$P_{\text{Tfond}} = 5715,71 \text{ psi}$$

c) La pression hydrostatique

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{puits}} \times \frac{d}{10}$$

$$P_{\text{hyd}} = 2706,5 \times \frac{1.04}{10} \times 14.5$$

$$P_{\text{hyd}} = 4081.4 \text{ psi}$$

d) Les pertes de charges dans le CCE :

$$\Delta P_{\text{CCE}/1000} = \frac{518 \rho_{\text{MA}}^{0.79} \times q_{\text{imax}}^{1.79} \times \mu_{\text{MA}}^{0.207}}{D_{\text{CEE}}^{4.79}}$$

$$\Delta P_{\text{CCE}/1000} = \frac{518 \times 1.04^{0.79} \times 065^{1.79} \times 0.3^{0.207}}{1.75^{4.79}}$$

$$\Delta P_{\text{CCE}/1000} = 13.14 \text{ psi}/1000 \text{ ft}$$

$$\Delta P_{\text{CCE}} = \frac{13.14 \times 8879.6}{1000}$$

$$\Delta P_{\text{CCE}} = 116.72 \text{ psi}$$

e) La pression d'injection de l'acide

$$P_{\text{Tsurface}} = (P_{\text{Tfond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{CCE}}$$

$$P_{\text{Tsurface}} = (5715,71 - 4081.4) + 116.72$$

$$P_{\text{Tsurface}} = 1751,03 \text{ psi}$$

VI.4. Déroulement de l'opération : (D'après le rapport d'exécution de l'opération)**a) But du travail**

Le but du travail est de laver et de nettoyer le tubing et les perforations par l'acide HCl (7.5%) et après stimuler la matrice avec VERSOL I et l'acide BJ Sandstone en utilisant un Coiled Tubing 1.75". Le traitement est conçu pour améliorer la production du puits et pour restaurer la perméabilité du réservoir qui a été endommagé après le work over à cause des débris et des fines et à cause du ciment des deux barrières 4 1/2" et 7", pour cette raison nous avons besoin de presser l'acide (**squeeze**) pour ouvrir et enfoncez les perforations.

b) Mise en place du traitement**Premier jour : Nettoyage du tube, lavage des perforations et kick off du puits**

- 1) Vérifier à l'avance les connexions au niveau de la tête de puits ... etc.
- 2) Mettre en place les équipements et gréer le coiled tubing 1.75 ", le camion de pompage et l'unité de l'azote, les citernes de fluides et les lignes de traitement.
- 3) Remplir la citerne des produits chimiques pour permettre le retrait rapide et facile à partir de l'emplacement.
- 4) Gréer les BOP's et la tête d'injection sur la tête de puits.
- 5) Rincer le CT avec de l'eau traitée et le laisser remplir pour les tests de pression et descendre l'équipement d'essai de pression et les lignes de pompage à 300/5000 psi pendant 15 minutes avec de l'eau, et tester les vannes de tête de puits. Purger la pression jusqu'à 1500 psi et faire un test de vérification des vannes.
- 6) Appliquer une pression dans l'annulaire comme suit afin de s'assurer qu'il n'y a pas de communication entre les différents espaces annulaires:
 - 9 5/8" X 7" @ 500 psi.
 - 7 "X 3 1 / 2" @ 1000 psi.

NB : Il faut purger la pression dans l'annulaire.

7) Ouvrir la vanne maitresse inférieure, et ouvrir lentement la vanne Swab pour égaliser la pression entre le fond du puits et le CT.

8) Ouvrir le puits pour drainer et commencer de mettre en place le CT avec HP Jetting Nozzle à la vitesse recommandée lors du pompage de l'eau traitée nitrifiée @ 0,3 bpm et 350 scfm TD à (ONR3 =2703 m, ATK9=2706,5m)

- S'il y a des frictions ou des restrictions au TOP cela réduit la vitesse et augmente le débit de fluide

- Effectuer un test de traction et des contrôles de poids réguliers tous les 500 m.

9) Mettre en place à la côte désirée le Coiled Tubing et pomper de l'eau traitée nitrifiée @ 0,3 bpm et 350 scfm. Puis descendre à 5 m en dessous des perforations et commencer à projeter dans l'intervalle des perfos (ONR3 :2680m-2685m / ATK9 : 2695-2998m), nous pouvons aussi aller avec les fluides suivants:

- **2 m3 d'eau traitée nitrifiée @ 500 scf/bbl**
- **2 m3 Tube Clean nitrifié (7.5% HCl) @ 500 scf/bbl**
- **2 m3 d'eau traitée nitrifiée @ 500 scf/bbl.**

Remarque : Ajuster la vitesse du CT et les débits de pompage afin de couvrir tout l'intervalle des perforations .

10) Redescendre le CT au fond (2703m / 2706.5m) et pomper 1 m3 de bouchon de Gel suivi d'1 m3 d'azote pour évacuer tous les fluides vers la surface.

11) Commencer la remontée du CT en circulant de l'azote à 500-600 scfm jusqu'à 1800m

12) Une fois tous les fluides pompés sont évacués en surface, remonter le Coiled Tubing en pompant de l'azote à faible débit.

13) CT en surface, fermer le puits et démonter l'injecteur de la tête du puits.

14) Se préparer pour la deuxième phase.

Remarque Pour protéger le CT de la corrosion, rincer le CT avec 2m3 de Soda Ash, 4m3 d'eau douce suivie par 300 litres du liquide de l'azote.

La composition des fluides utilisés dans le 1^{er} jour (voir **Annexe10**)

Deuxième jour: VERSOL I & BJ Sand Stone l'acide du traitement Matriciel

1) Vérifier les types de connexion pour la tête de puits et la ligne de torche, etc. à l'avance de la tâche.

2) Mettre en place les équipements et remplir le coiled tubing ainsi que toutes les lignes de traitement par l'eau traitée.

3) Faire l'essai de pression pour toutes les lignes, y compris la vanne principale à 5000 psi pendant 15 min.

4) Appliquer une pression dans l'annulaire comme suit:

- 9 5/8" X 7" @ 500 psi.

- 7 "X 4 ½ " @ 1500 psi.

5) Ouvrir à la ligne de torche et commencer la remontée du CT avec HP Jetting Nozzle et faire circuler l'eau traitée @ 0.3bpm à la côte désirée à (ONR3 =2703 m, ATK9=2706,5m)

6) Remonter le CT à (ONR3 :2680 m / ATK9 : 2695m), la pompe toujours en circulation ~ 15 m3 d'eau traitée pour remplir le puits jusqu'à ce que le retour soit vu à la surface.

7) Lorsque le retour est vu à la surface, mettre le CT @ ONR3 :2683 m /ATK9 :2697,5m (~ Mi-Perfos) et commencer à pomper les fluides suivants à un débit maximal (~ 1,5 bpm) sans dépasser 4000 psi:

- **ONR3 : 2.5 m3 /ATK9 :2m3 VERSOL I**

- **ONR3 : 2,5 m3 / ATK9 : 1.5 m3 Acide du preflush (HCL 7,5%)**

- **ONR3 : 0,8 m3 / ATK9 : 2.5 m3 BJ Acid Sandstone**

8) Une fois le VERSOL I arrive à la buse (Volume CT: 5,8 m3), fermer le puits et effectuer la compression (**le squeeze**) avec la suite des fluides de traitement:

- **ONR3 : 4,3 m³ / ATK9 : 0.7 m³ de l'acide BJ Sandstone.**
- **ONR3 : 2,5 m³ / ATK9 : 1.5 m³ de l'acide de l'overflush (HCL 7,5%).**
- **5,8 m³ d'eau traitée (Comme déplacement).**

9) Ouvrir bien le CT et commencer le coup d'envoi avec 1m³ d'azote au taux maximum.

10) Réduire le taux d'azote 500-600 scfm, commencer la remontée à 1800 m et observer le retour.

11) Si nécessaire, continuer le kick off avec l'azote, prélever des échantillons d'acide de retour pour confirmer que tous les fluides sont de retour à la surface, et la production de condensat est stabilisée, puis tirer le CT à la surface et démonter les équipements.

12) Évaluer le puits avec des jaugeages.

La composition des fluides utilisés dans le 2^{ème} jour (voir Annexe11)

VI.5 Etude économique

1. Introduction

L'évaluation économique des opérations d'acidification est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon on pourrait juger la rentabilité des opérations.

2. Calcul du Payout

Le Payout d'une opération est égale au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement

$$\text{Payout (jours)} = \frac{\text{Coût de l'opération (\$)}}{\text{Gain net en production } \left(\frac{\text{bbl}}{\text{jour}}\right) * \text{le prix du baril (\$/bbl)}}$$

Remarque

- Le prix de base sur lequel est calculé le payout est de 43 \$/bbl.
- Le coût de l'opération d'acidification 73 000 \$

Tableau VI.14. Evaluation économique des deux puits ONR3 et ATK9

Puits	Duse (in)	Débit avant l'acidification (m ³ /h)	Débit après l'acidification (m ³ /h)	Gain en production (m ³ /h)	Payout
ONR3	20/64	2.3	7.4	5.1	2 jours et 5H
ATK9	25/64	0.479	0.486	0.07	5mois et 10 jours et 12H

Conclusion

La rentabilité d'une acidification est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait à de courtes durées .

- On peut conclure que l'acidification réalisée sur le puits ONR3 est rentable du moment qu'on a pu récupérer la somme dépensée au bout de 2 jours et 5 heures.
- Le payout calculé pour le puits ATK9 confirme l'échec de l'opération d'acidification.



Chapitre VII

Simulation de l'opération par Stimcade

VII.1 Introduction

La formation d'endommagement peut se produire à partir des mécanismes naturels ou induits, causant la diminution de la capacité d'écoulement entre la formation et la zone proche du puits.

Afin de minimiser cet endommagement, StimCADE (Stimulation Treatment Integrated Model Computer Aided Design and Evaluation) a été développé comme une application logicielle intégrée utilisée pour optimiser et maximiser la réussite de l'opération de l'acidification

Ce logiciel utilise des systèmes experts liés aux simulateurs analytiques d'acidification ainsi que plusieurs outils périphériques pour réaliser le traitement optimisé.

VII.2 Les différents modules de Stimcade

Diagnostic : CSA (Candidate well Selection Advisor) permet à l'utilisateur d'identifier si un puits est candidat pour la stimulation de la matrice ou pas suite à un ensemble d'interrogations posées.

FDA (Formation Damage identification Advisor) permet la sélection du type d'endommagement le plus éventuel parmi plus de 18 possibilités.

FSA (Fluid Selection Advisor) : il détermine le fluide adéquat pour traiter l'endommagement

Matrix design: PSG (Pump Schedule Generator) Permet d'optimiser le volume de traitement basé sur la pénétration de l'endommagement. Les modules comprennent un paquet à 2D des différences finies de deux phases pour calculer la pression et de l'évolution du skin pendant le traitement et un modèle 1D de différence finie d'une seule phase pour la caractérisation de l'écoulement.

Production prediction Ce simulateur ne s'applique qu'au réservoir avec une seule couche dans le but est de prévoir la performance de production à partir du nouveau IP estimé

Ball Sealer: le simulateur de placement de ball sealer est utilisé lorsque ces derniers sont inclus pour isoler sélectivement la zone du traitement.

Critical drawdown : le programme drawdown critique prédit le taux maximum de sable dans la production et l'épuisement maximal du réservoir avant l'affaissement

Scale predictor : ce modèle géochimique identifie huit différentes variétés de Scale

Additive Mapping : ce module le fluide de traitement à une base de données permettant aux utilisateurs de développer une liste de fluides spécialisés

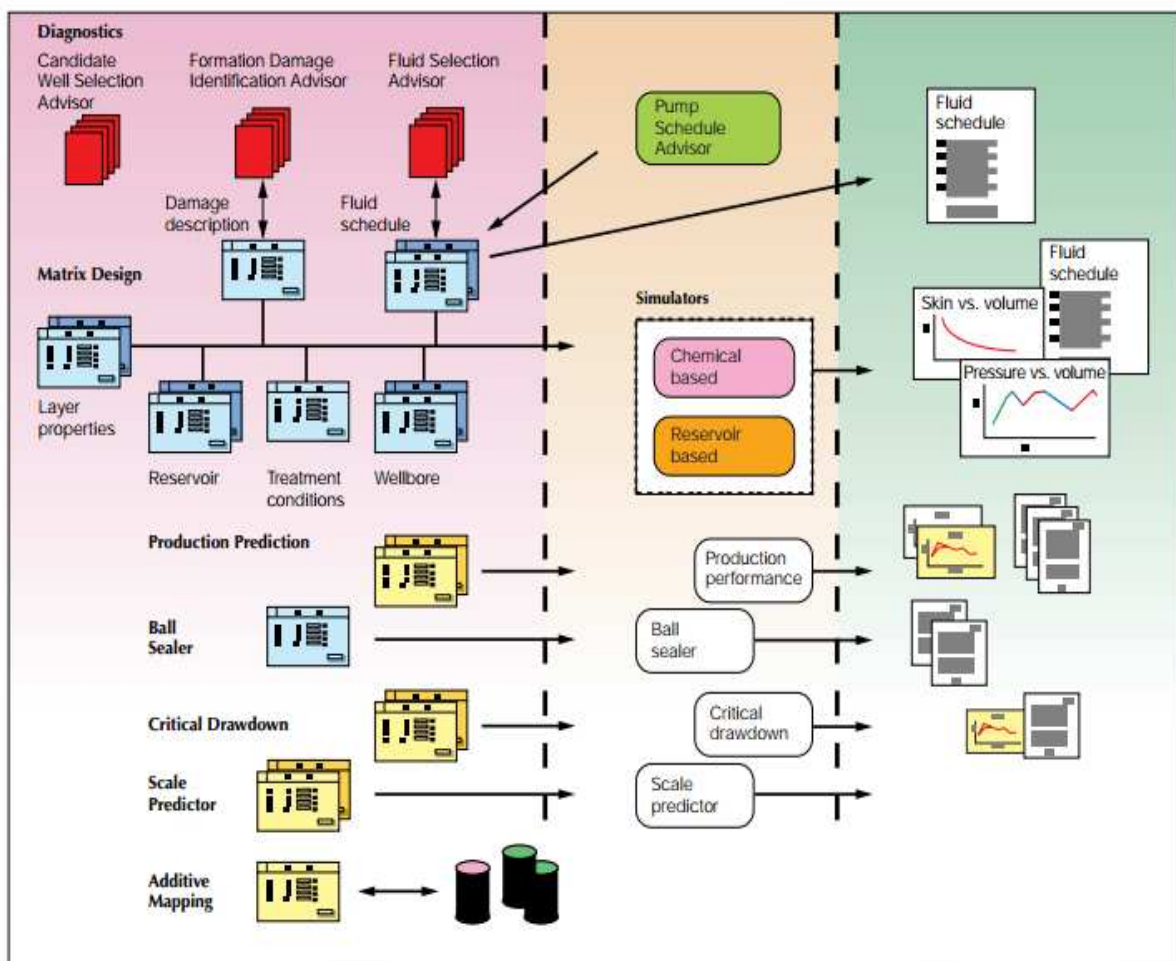


Fig. VII.1 Schéma de fonctionnement du logiciel Stimcade

VII.3 Interprétation des résultats de la simulation pour les deux puits

Pour le puits ONR3

- ✓ Le CSA nous a confirmé la candidature du puits ONR3 pour l'acidification. (Voir annexe13)
- ✓ Le FDA réfère l'endommagement à la migration des fines. (Voir annexe13)
- ✓ Le FSA nous a recommandé la composition de l'acide suivante :
 - Preflush : HCL (7.5 %)
 - Mud Acid : Hcl (9%) et HF (1.5%)
 - Overflush : HCL (7.5 %)
 - Overflush : Fluoboric Acid System (Regular Clay Acid)

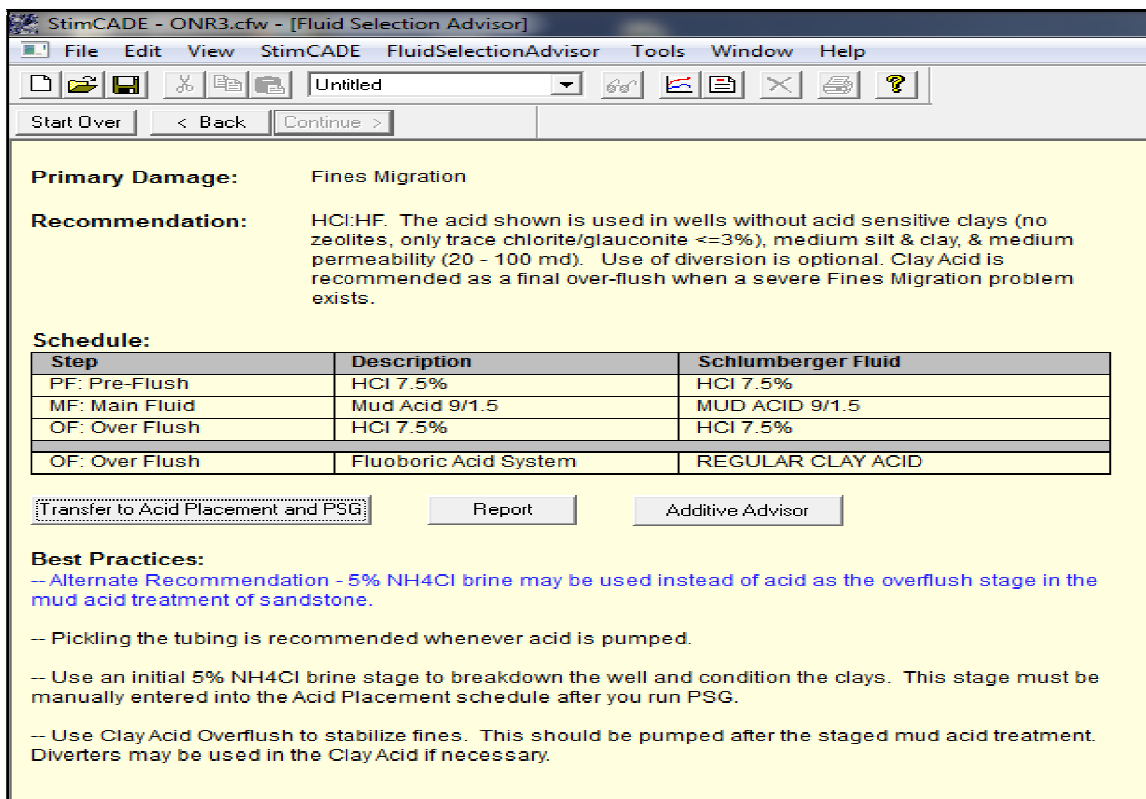


Fig. VII.2 Traitement recommandé par Stimcade pour le puits ONR3

◆ Interprétation de résultats

La composition recommandée par le Stimcade est la même que le fluide injecté pendant l'opération exécutée pour les deux étapes preflush et overflush, la différence est perçue dans le traitement principal où on a une augmentation dans le pourcentage de l'HCl afin d'éviter le contact direct entre l'acide HF et les carbonates de calcium présents dans la formation

permettant ainsi une prolongation de l'effet d'HF afin d'avoir une bonne réaction avec le quartz (présent en pourcentage élevé).

Un Regular Clay Acid est recommandé à la fin de l'opération dans l'étape d'overflush pour stabiliser les argiles (présence des minéraux argileux : illite et chlorite)

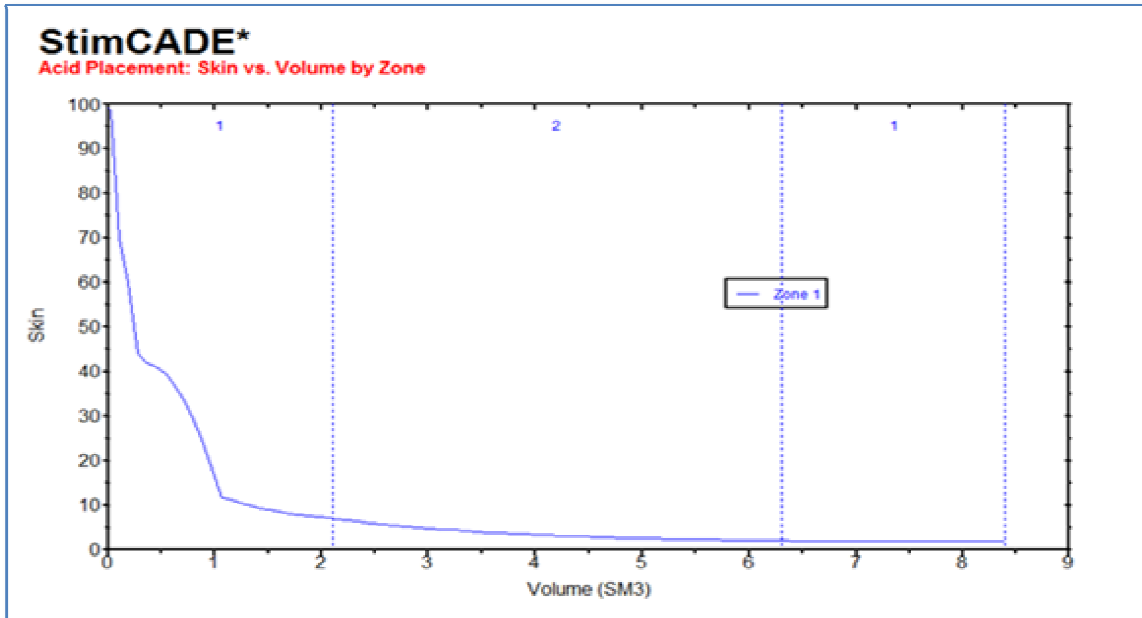


Fig. VII.3 Graphe de l'évolution du skin en fonction du volume

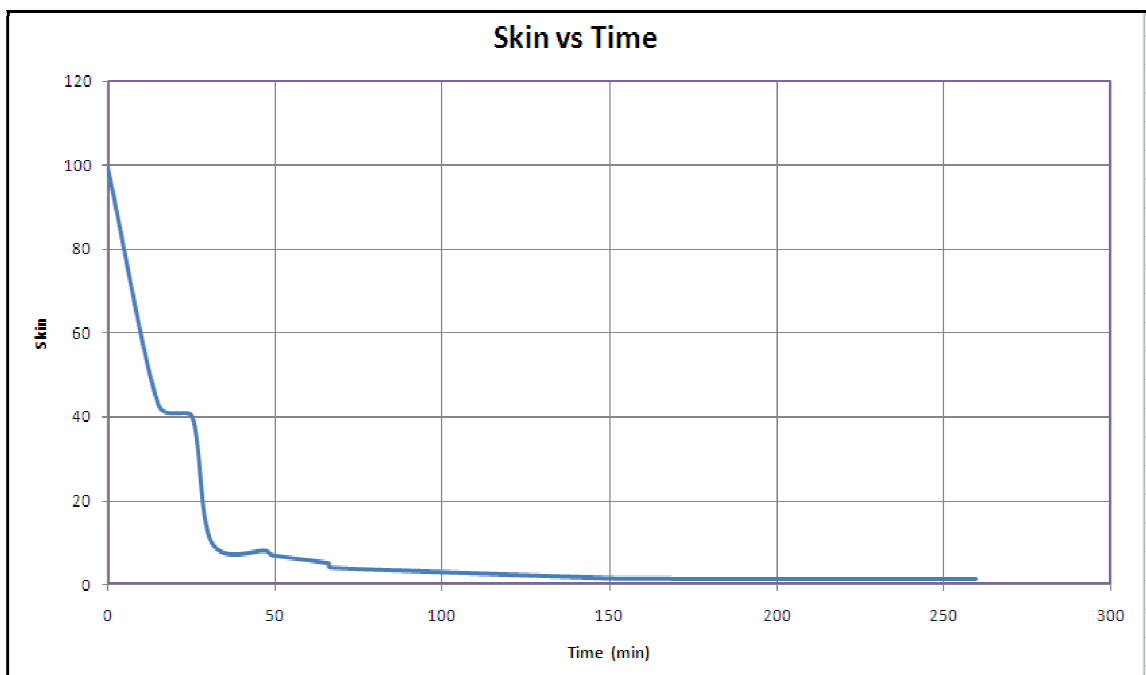


Fig. VII.4 Graphe de l'évolution du skin en fonction du temps

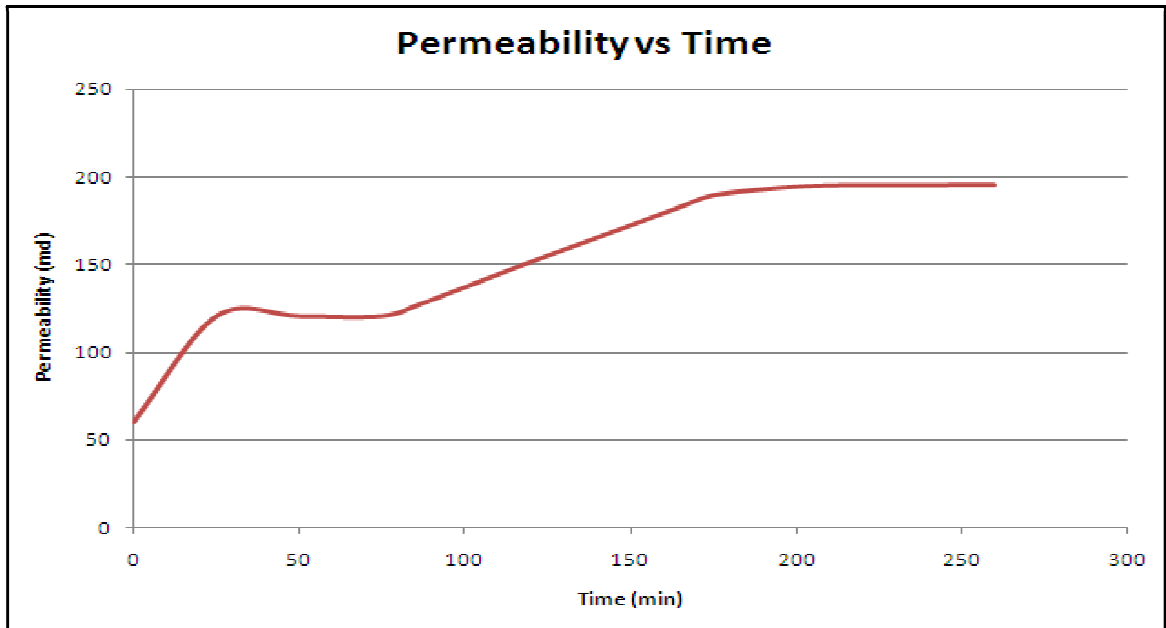


Fig. VII.5 Graphe de l'évolution de la perméabilité en fonction du temps

◆ **Interprétation des graphes**

- Le fluide de traitement recommandé est meilleur car il nous permet d'avoir une diminution significative du skin jusqu'à 1.35 (avec le traitement appliqué le skin a diminué jusqu'à 4.14)
- La perméabilité simulée avec le traitement recommandé atteint les 195md (15md supplémentaires par rapport à la perméabilité obtenue après acidification)

◆ **Estimation de l'IP**

$$IP = \frac{k \times h}{141.2 \times \mu \times \beta \times \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S\right)}$$

$$IP = \frac{195 \times 5}{141.2 \times 0.54 \times 1.35 \times \left(\ln \frac{4.26}{0.35} + 1.35\right)}$$

$IP = 2.46 \text{ bbl/(d.psia)}$

Remarque

Le facteur d'efficacité nous indique que l'indice de productivité peut se multiplier 10 fois si l'on utilise le fluide recommandé.

$$FE = \frac{IP_{simulé}}{IP_{avant}} = \frac{2.46}{0.23}$$

$FE = 10.6$

Pour le puits ATK9

- ✓ Le CSA nous a confirmé la candidature du puits ATK9 pour l'acidification. (Voir annexe13)
- ✓ Le FDA réfère l'endommagement à la migration des fines. (Voir annexe13)
- ✓ Le FSA nous a recommandé la composition de l'acide suivante :
 - Preflush HCl (7.5%)
 - Mud Acide (6% ,1.5%)
 - Overflush HCL (7.5%)
 - Diversion :Oil Soluble Resin
 - Over flush :organic fluoboric (OCA Reg)

Primary Damage: Fines Migration

Recommendation: HCl/HF. Add a clay control agent in the last over-flush when a moderate Fines Migration problem exists. The acid shown is used in wells without acid sensitive clays (no zeolites, only trace chlorite/glaucanite <=3%), low silt & clay, & low permeability (<= 20 md). Use of diversion is optional.

Schedule:

Step	Description	Schlumberger Fluid
PF: Pre-Flush	HCl 7.5%	HCl 7.5%
MF: Main Fluid	Mud Acid 6/1.5	MUD ACID 6/1.5
OF: Over Flush	HCl 7.5%	HCl 7.5%
DV: Div. Particulate	Oil Soluble Resin	DIV SLUG J237A
OF: Over Flush	Organic Fluoboric	OCA Reg

Best Practices:

- Alternate Recommendation - OCAReg acid may also be used as a main treating fluid (MF) when the formation has a low chlorite/glaucanite content and no zeolites. An additional fluoboric overflush is not necessary when the damage is severe fines migration.
- Alternate Recommendation - 6% NH4Cl brine may be used instead of acid as the overflush stage in the mud acid treatment of sandstone.
- Pickling the tubing is recommended whenever acid is pumped.
- Use an initial 6% NH4Cl brine stage to breakdown the well and condition the clays. This stage must be manually entered into the Acid Placement schedule after you run PSG.
- Use OCAOverflush to stabilize fines. This should be pumped after the staged mud acid treatment. Diverters may be used in the OCA if necessary.

Fig.VII.6 Traitement recommandé par Stimcade pour le puits ATK9

Interprétation des résultats

- Le type d'acide recommandé par le logiciel Stimcade est semblable à celui utilisé pendant l'opération, ce qui élimine la deuxième hypothèse suggérée à propos de la non convenance de l'acide utilisé sauf qu'il faut utiliser une diversion complémentaire.

- La résine est probablement proposée comme diversion vu la présence d'illite et de chlorite qui sont la cause principale du problème de migration de fines. (Généralement la résine est utilisée dans le contrôle de sédiments).

- Un Regular Clay Acid est recommandé à la fin de l'opération dans l'étape d'overflush pour stabiliser les argiles (présence importante des minéraux argileux : illite et chlorite)

Conclusion

La réussite de toute acidification dépend essentiellement de la qualité de l'analyse préliminaire donc une bonne étude de laboratoire et une évaluation précise de l'état d'un puits sont très importantes avant toute décision.

La sélection du fluide de traitement dans les formations gréseuses dépend fortement de la minéralogie de la roche ainsi que du mécanisme d'endommagement.

Dans l'absence d'une étude de laboratoire, il est difficile de déterminer avec exactitude l'acide adéquat et les paramètres d'injection (volume, débit et pression) mais il existe d'autres alternatives qui sont :

- Pour les paramètres d'injection, un calcul suivant la méthode géométrique a donné des résultats approximatifs, proches de ceux utilisés lors l'exécution de l'opération.

- Pour le choix de l'acide adéquat, le logiciel Stimcade a été utilisé sachant que son principe de fonctionnement est basé principalement sur la composition minéralogique, la perméabilité et l'endommagement (le taux, le type et les causes).

Dans le cas du puits ONR3, l'acidification a été une réussite mais le logiciel Stimcade nous a recommandé un autre type d'acide ce qui pourrait améliorer les résultats et delà on conclut l'impact du bon choix de l'acide sur le succès de l'opération.

Dans le cas du puits ATK9, l'échec se traduit par l'infime augmentation du débit de production, et vu que le logiciel Stimcade nous a confirmé que ce n'était pas dû au type de l'acide alors une combinaison de deux diversions ,mécanique et chimique, est requise afin d'assurer la pénétration de l'acide dans la zone désirée.

Economiquement, la rentabilité d'une opération de traitement matriciel est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait en une courte durée, ceci est dans le cas du puits ONR3 contrairement au puits ATK9 où le temps de récupération est d'autant plus long.

D'après notre étude, l'effet du choix de l'acide apparait dans le cas d'ONR3 où l'on perçoit un meilleur rendement en changeant l'acide et l'influence de la diversion se manifeste dans le cas d'ATK9 où l'insuffisance de la diversion était la cause principale de l'échec de l'opération.

Recommandations

La stimulation par acidification est un traitement qui participe à la production totale d'Oued Noumer par l'amélioration du potentiel des puits, mais nécessite un investissement important, alors pour le rendre le plus rentable et efficace possible, un certain nombre de recommandations doivent être prises en considération :

- Faire une étude préliminaire afin de bien déterminer les puits candidats pour une acidification (prendre en considération les puits ayant une perméabilité d'origine élevée) ;
- Faire une étude de laboratoire pour bien déterminer :
 - Le traitement adéquat pour la roche (type et concentration de l'acide, les additifs) ;
 - Le volume de l'acide (méthode ARC).
- Faire une élimination préalable des contraintes d'exploitation présentes avant l'opération de traitement matriciel (bouchage de tubing ou des perforations, déplétion naturelle, nécessité d'un gas-lift)
- Des essais de puits (Build-up, jaugeage,...) doivent être effectués juste avant et après la stimulation matricielle pour bien évaluer le taux d'endommagement afin de pouvoir juger la réussite de l'opération.
- Etudier la possibilité de perforer en UBD (Under-Balanced Drilling) pour éviter le colmatage par le fluide de Workover (qui représente la cause principale dans le champ d'Oued Noumer)
- L'utilisation du logiciel Stimcade permet d'avoir l'acide adéquat en se basant sur la composition minéralogique ,le degré d'endommagement et la valeur de la perméabilité (en absence des tests de laboratoire), donc c'est un outil efficace pour choisir l'acide adéquat si une étude laboratoire n'est pas possible (malgré que cette dernière reste toujours la méthode la plus fiable pour le choix et le calcul du volume de l'acide)
- Le logiciel Ecrin (Saphir NL) est un outil très utile, rapide et fiable dans le calcul du skin et de la perméabilité avant et après l'acidification, afin d'évaluer l'opération et décider la réussite ou non de cette dernière.

Pour ONR3

- Selon les résultats obtenus par le logiciel **Stimcade**, traiter le puits en utilisant la formulation suivante donnera un meilleur rendement :
 - Preflush HCL (7.5 %)
 - Mud Acide Hcl (9%) et HF (1.5%)
 - Overflush HCL (7.5 %)
 - Over flush :organic fluoboric (OCA Reg)

Pour ATK9

- le logiciel Stimcade nous a recommandé d'ajouter le Regular Organic Clay Acid pour stabiliser les argiles et d'utiliser par la résine vu la présence du phénomène de migration de fines .
- La méthode de diversion par le Jetting nous permet d'injecter l'acide dans le point désiré, mais une meilleure couverture de la zone est assurée par la présence de la mousse.
- L'utilisation de la technique « short radius » aurait donné un bon résultat puisque on a une hauteur utile faible mais la valeur du coefficient d'anisotropie nous ne le permet pas, pour cela une étude technico-économique est conseillée pour appliquer la fracturation hydraulique dans le puits ATK9 en cas de l'insuccès du traitement sélectif recommandé auparavant.

Bibliographie

- 1) *Developments in Sandstone HF Acidizing: HF Fluid Compatible with Na or K Brines and Carbonate-Laden Mineralogy for High Temperatures (360°F)*, E.A. Reyes Garcia -A.LaBlanc-A-Beuterbaugh-T.Calabrese(Halliburton),SPE,2016
- 2) *Acid placement and diversion*, Behzad Hosseinzadeh, présentation, 2015
- 3) *Sandstone Acidizing*, Behzad Hosseinzadeh, présentation, 2015
- 4) *Coiled Tubing vs. Snubbing for well interventions* , STEP energy services,2014
- 5) *Traitement Matriciel par Acidification du puits OKN 722 (Champ de HaoudBerkaoui)*, A.SKIOU – H.BENSAID – I.GHEDAIRI, thèse, 2012
- 6) *An Engineering Approach to Utilize Fiber Optics Telemetry Enabled Coiled Tubing (ACTIVE Technology) IN Well Testing And Sand Stone Matrix Stimulation - First Time In The World* ,T.Shaheen_S.Abd El Rahman_E.Anwar_L.Dilling_V.Noya, SPE,2012
- 7) *Novel Acid-Diversion Technique for Matrix Acidizing in Production and Injection Wells: Case Histories of Algeria*, K.Kritsanaphak-Boots&Coots—A Halliburton Service-SPE and J.Vasquez, IPTC,2011
- 8) *Les critères de choix entre le snubbing et le coiled tubing dans les opérations d'acidifications champ Hassi Messaoud*, BOUMAD Brahim Salim, thèse, 2007
- 9) *OneSTEP* Simplified Sandstone Stimulation System*, Sherif SHARKASS, Schlumberger, 2007
- 10) *Reservoir Stimulation*, Micheal J. Economides et Kenneth G. Nolte, Dowel Schlumberger 3^{ème} édition , 2000
- 11) *Linking solutions to problems*, Pete Edmonds,,Texas USA, Oilfield Review Schlumberger ,1996
- 12) *Les essais de puits; méthodes d'interprétation* ;G.Bourdarot ;Editions Technip-IFP. 1996
- 13) *Manuel d'acidification des réservoirs*, techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, édition Technip, 1983
- 14) *Acidizing fundamentals*, Bert.B.William- John.L.Gidley- Robert.S.Schechterm, SPE, 1979
- 15) *Formulaire du producteur*, J.Aymon-E.Boileau & al, IFP et édition Technip, 1970



ANNEXE

Annexe 9

SONATRACH
 DIVISION PRODUCTION
 D.REGIONALE HRM
 DIRECTION OUED NOUMER

PUITS
 Producteur de l'huile
ATK 9
 NIVEAU " A "

Coordonnées
 X = 593 600.59
 Y = -3568 630.32
 Zsol = 420.13
 Ztab = 424.88

EQUIPEMENTS DE SURFACE

Designations	Construct	Type	Dimensions	
01 Top cap	FMC		4"1/16 x10000	
01 Vanne de curage	FMC		4"1/16 x10000	
01 Croix	FMC		4"x4"x4"x4"x10000	
02 Vanne maitresse	Cameron	IKS	4"1/16 x10000	
02Vannes latérales	Production	Cameron	IKS	4"1/16 x10000
	Pompage	FMC		4"1/16 x5000
02 Adapteurs			4"10000x3"5000	
01 Bride d'instrumentation	FMC		3"1/8 x5000	
01 Vanne automatique	FMC		3"1/8 x5000	
01 Adaptateur	Cameron		7" 5000x4"10000	
01 Tubing Head	Cameron		7"1/16 x10"5000	
02 Vannes Annulaire 7"	FMC		2"1/16x5000	
01 Pack-off flange	FMC	WKM	10"x10" 5000	
01 Casing Spool	Cameron	WKM	10"x13"5/8 5000	
02 Vanne Annulaire 9"5/8	FMC		2"1/16x5000	
01 T.W flange	Cameron	WKM	13"5/8x13"5/8 5000	
01 Casing Head	Cameron	WKM	13"5/8 x 5000	
01 Vanne Annulaire 9"5/8	Cameron	WKM	2"1/16x5000	

EQUIPEMENTS DE FOND

Designations	Constructeur	Typ	Longueur	Cote
01 Olive 4"1/2 N.VAM	Cameron		0.95	
272 Joint tubing 4"1/2 N.VAM	HSC	P110 19.50#	2514.38	
01 Reduction 4"1/2x3"1/2 N.VAM			0.24	2514.20
01 Pup joint 3"1/2 N.VAM	HSC	N 80 9.20#	8.92	
01 A Seal 3"1/2 N.VAM	OTIS		0.34	
01 Packer Hyd 7"	OTIS	MHR	1.81	2524.76
01 Mill out ext 5" N.VAM			1.6	
01 Reduction 5"x3"1/2 N.VAM			0.95	
01 Pup joint 3"1/2 N.VAM	HSC	N 80 9.20#	8.79	
01 L.Nipple "X" 3"1/2 N.VAM	OTIS	2" 750	0.91	2536.25
01 Pup joint 3"1/2 N.VAM	HSC	N 80 9.20#	8.86	
01 L.Nipple "XN" 3"1/2 N.VAM	OTIS	2" 635	0.41	2545.42
01 Sabot tubing	HSC	N 80 9.20#	0.51	

Les cotes sont recalées par rapport à l'olive

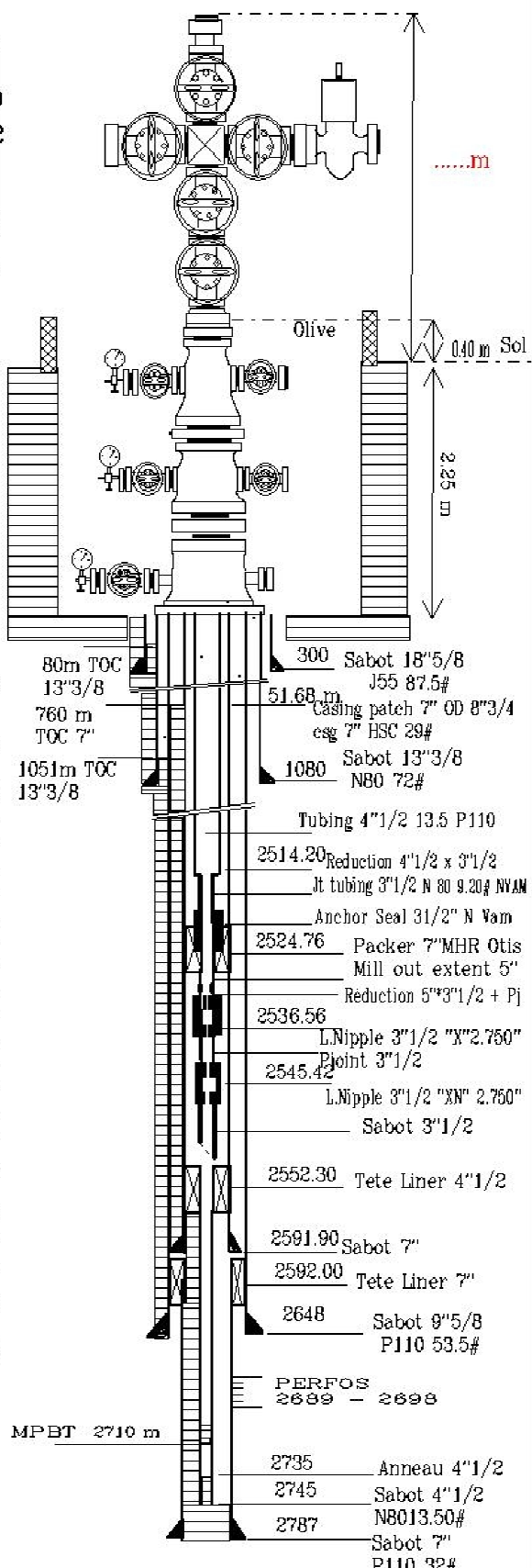
PERFORATIONS

Intervalle	Hauteur	Canon	Charges	Densité	Phasing
2689 - 2698	08 m	Enerjet 2"7/8	Power spiral 2"1/8	20/m	

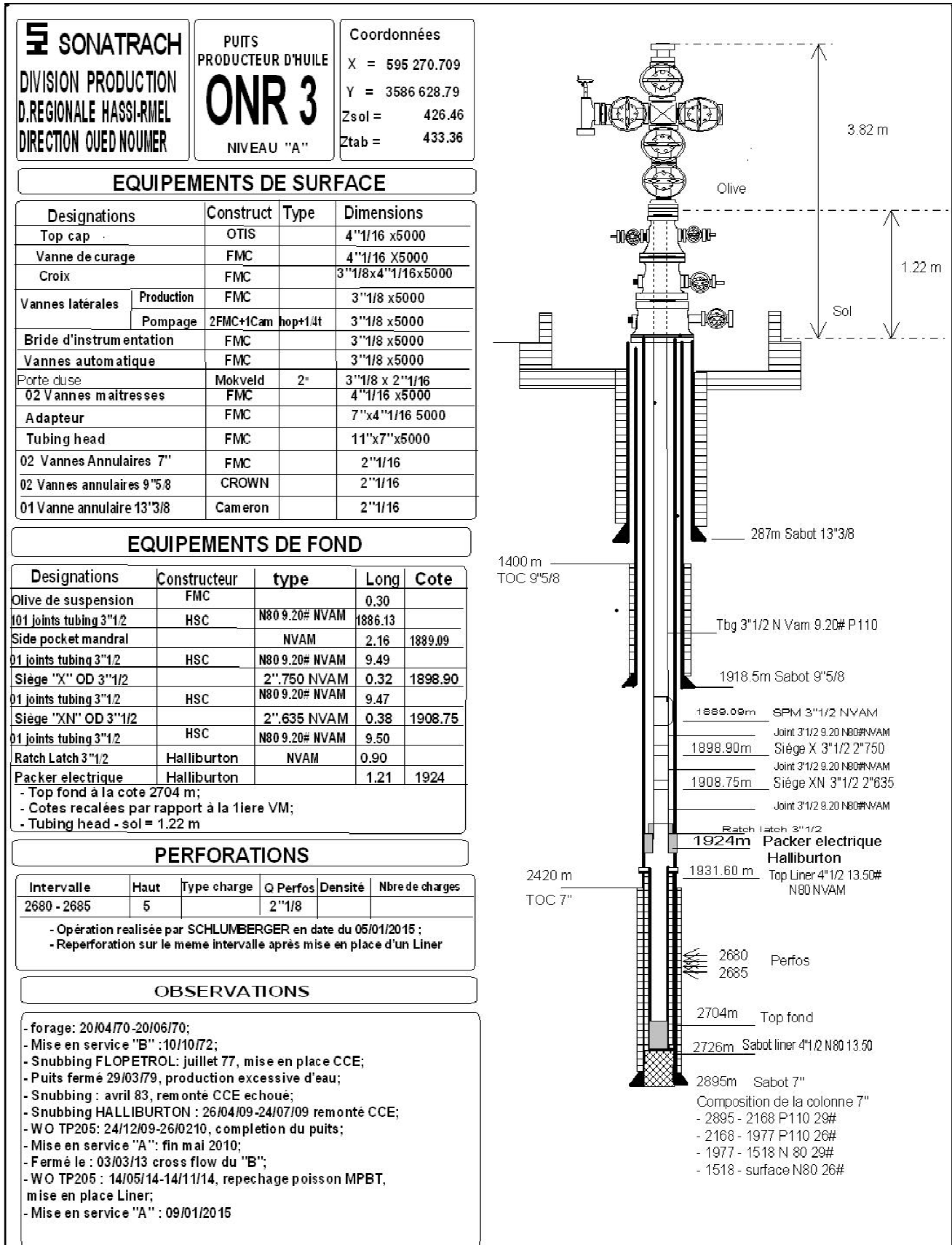
Opération réalisée par Schlumberger en date du 04 et 05/11/2014

OBSERVATIONS

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Forage : 18/04/79-31/01/80 ; - Mise en service "A" : 28/03/80; - WO:11/05/87-18/08/87 TP189; Conversion en puits injecteur dans le niveau B. - Mise en injection 20/12/91; - WO: 23/03/09-31/07/09 ENAFOR03 elimination communication EA. - WO: 26/04/11-20/07/11 TP205 elimination communication EA. | <ul style="list-style-type: none"> - Niveau "B" isolé par MPBT à 2710 m. - Mise en production le 14/01/2015 NB/ Top fond à 2703.5 m. |
|---|---|



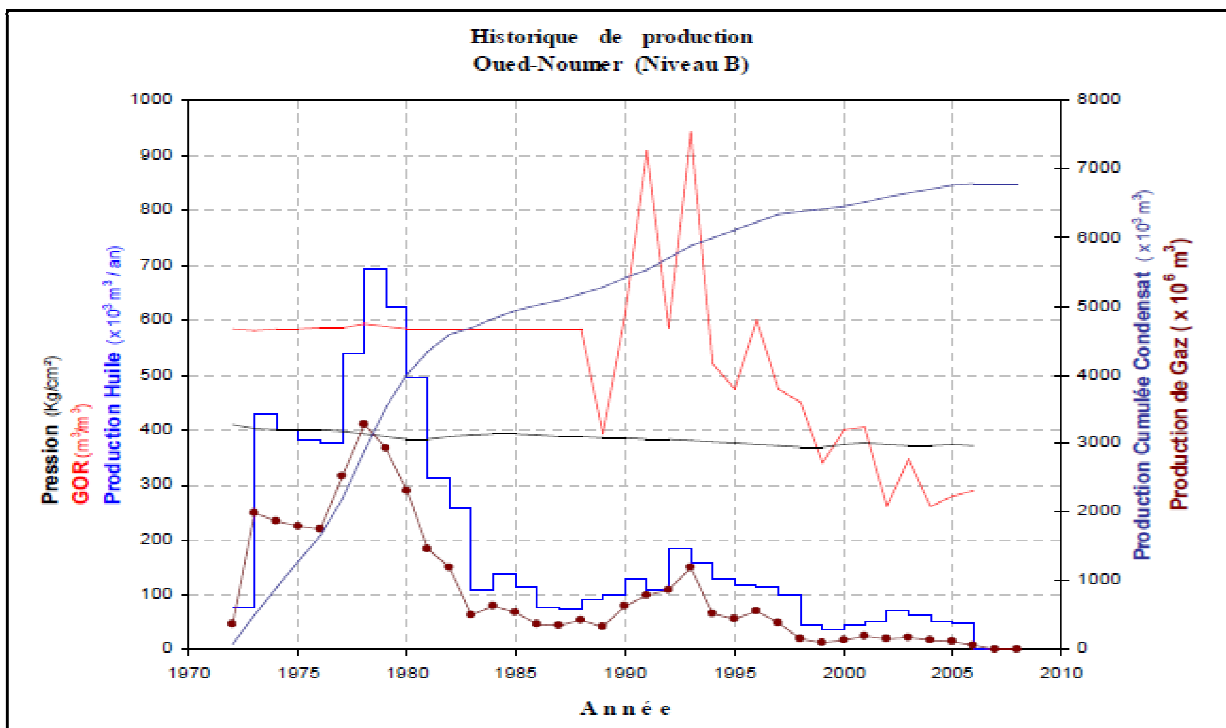
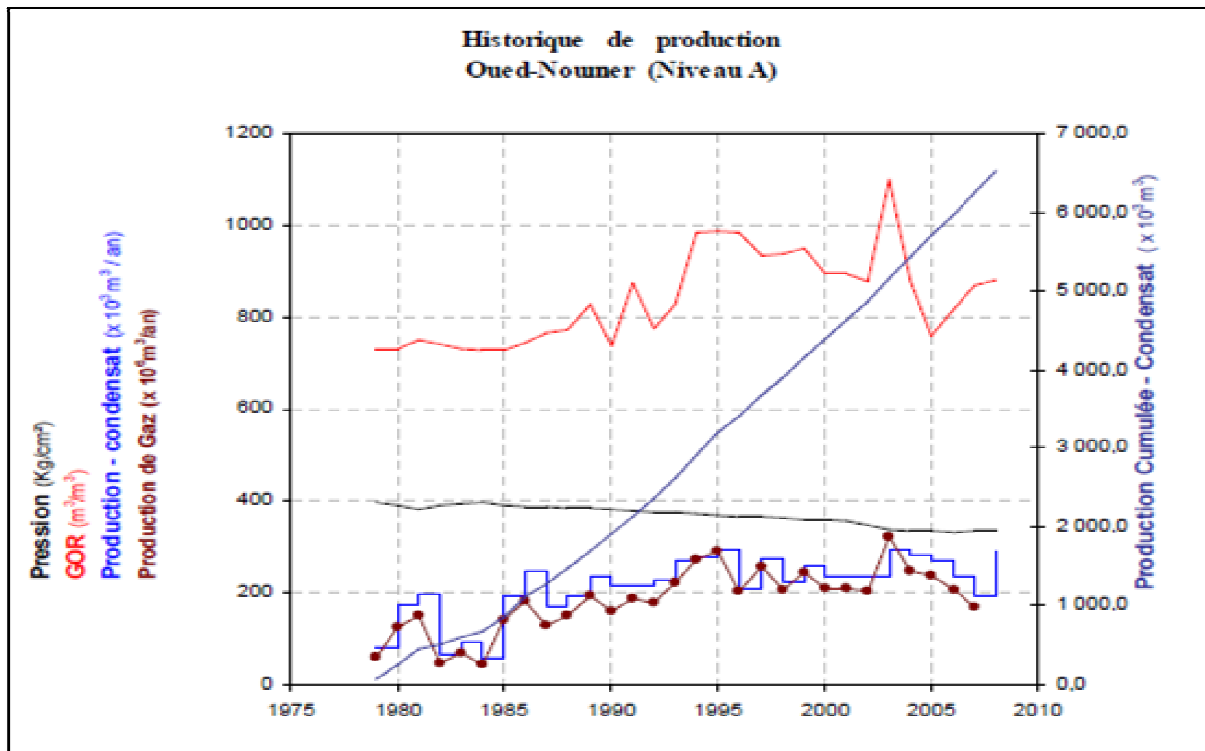
Annexe 7



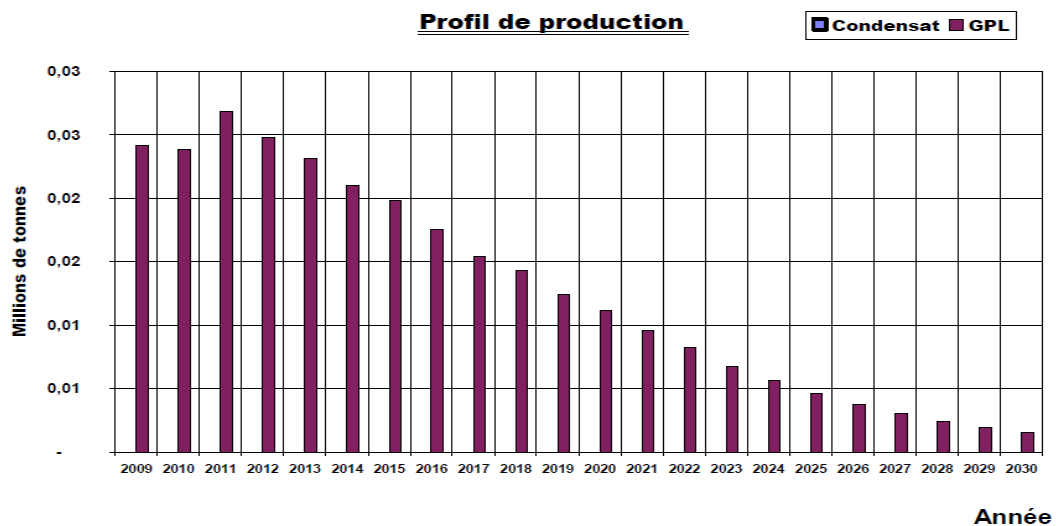
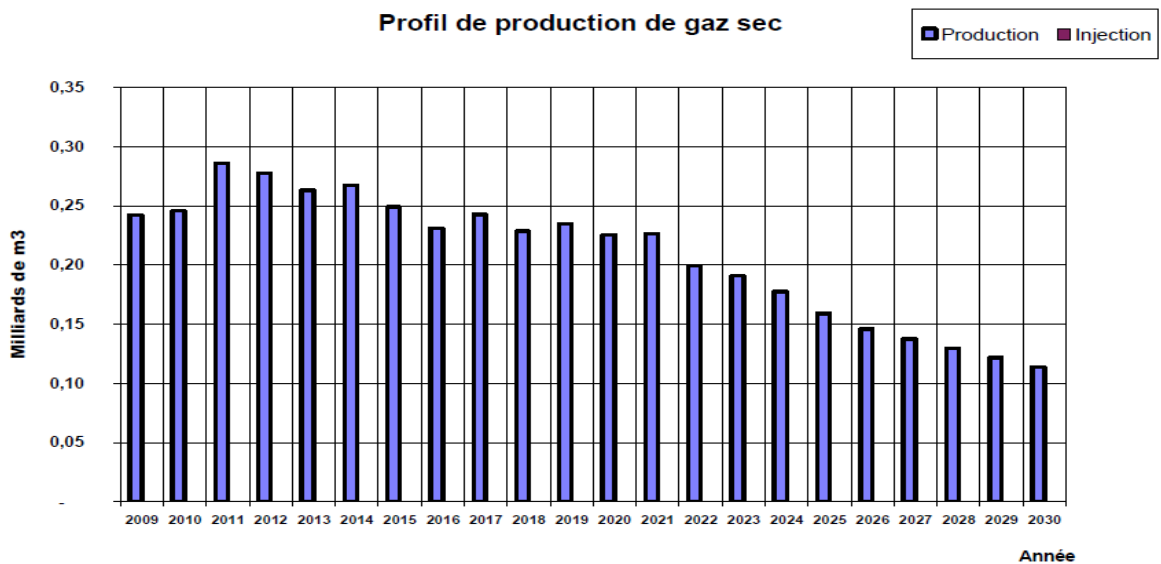
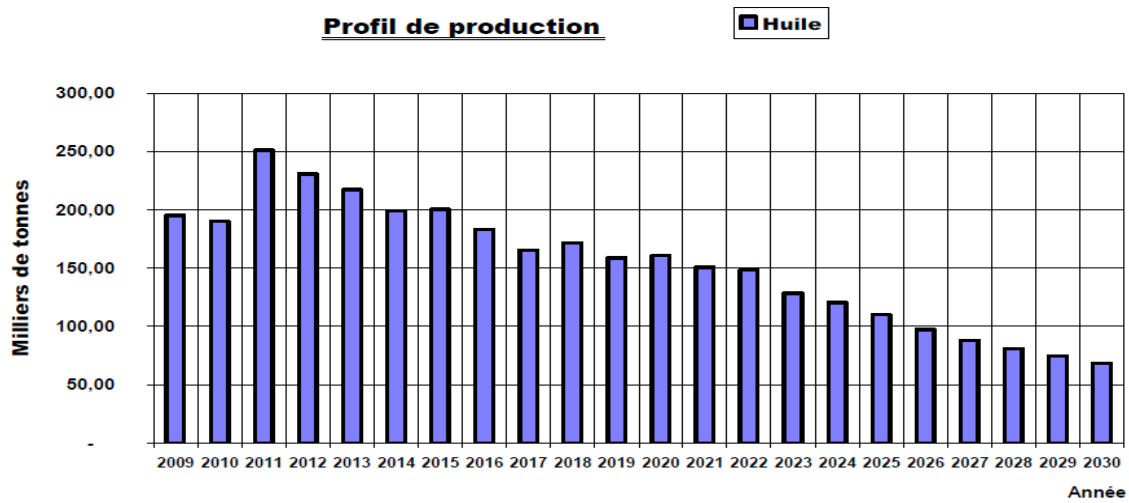
Composition de la colonne 7"

- 2695 - 2168 P110 29#
- 2168 - 1977 P110 26#
- 1977 - 1518 N 80 29#
- 1518 - surface N80 26#

Annexe 1



Annexe 2



Annexe 12

Eau traitée	Additif	Description	(m³)	60	Pour 60m³
			Per	(m³)	
	L'eau douce		979	litres	58711 litres
	NH ₄ Cl	Stabilisateur d'argile	30	kg	1800 kg
Système VERSOL I	Additif	Description	(m³)	atk9=2 /onr3=2 ,5	Pour 2m³
			Per	(m³)	
	L'eau douce		868	litres	1737 litres
	NH ₄ Cl	Stabilisateur d'argile	20	kg	40 kg
	F900	Agent séquestrant	25		50
	NE118	Tensio-actif	2	litres	4 litres
	FAW 25	Stabilisateur d'argile	2	kg	4 kg
Preflush-Overflush (HCl 7.5%)	Additif	Description	(m³)	atk9=2 /onr3=5	Pour 2m³
			Per	(m³)	
	L'eau douce		723	litres	2169 litres
	F 300	Agent séquestrant	10	kg	30 kg
	Cl 15	Inhibiteur de corrosion	5	litres	15 litres
	NE118	Tensio-actif	3	litres	9 litres
	Clatrol6	Stabilisateur d'argile	4	litres	12 litres
BJ sand Stone Acid (half strength)	Additif	Description	(m³)	atk9=2 /onr3=5	Pour 2m³
			Per	(m³)	
	L'eau douce		873	litres	2511 litres
	F 300	Agent séquestrant	10	kg	30 kg
	ABF	Amonium Biflurid	24	kg	72 kg
	Cl 15	Inhibiteur de corrosion	5	litres	15 litres
	NE118	Tensio-actif	3	litres	9 litres
	HV	Acide phosphonique	15	litres	45 litres
	MMR 2	Tensio-actif	3		9
Solution de neutralisation	additif	(m³)	2	(m³)	2
		Per	(m³)	Per	(m³)
	L'eau douce	998	litres	998	litres
	Na ₂ CO ₃	5	kg	5	kg
					10 kg

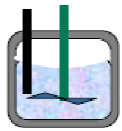
Annexe 11

Eau traitée	additif	Description	(m ³) Per	60 (m ³)	Pour 60m ³
	L'eau douce		979	litres	58711 litres
	NH ₄ Cl	Stabilisateur d'argile	30	kg	1800 kg
	NE118	Tensio-actif	2	litres	120 litres
Gel pill	additif	Description	(m ³) Per	1 (m ³)	Pour 1m ³
	L'eau douce		979	litres	979 litres
	NH ₄ Cl	Stabilisateur d'argile	30	kg	30 kg
	NE118	Tensio-actif	2	litres	2 litres
	HEC10	Agent gélifiant	3	kg	3 kg
	Na ₂ CO ₃	Soda Ach	0.5	litres	1 litres
Clean out HCl 7.5%	additif	Description	(m ³) Per (m ³)	2	Pour 2m ³
	L'eau douce		786	litres	1572 litres
	Cl 15	Inhibiteur de corrosion	5	litres	10 litres
	HCl (32%)	Acide chlorhydrique	209	litres	418 litres
Solution de neutralisation	additif	Description	(m ³) Per (m ³)	2	Pour 2m ³
	L'eau douce		998	litres	1996 litres
	Na ₂ CO ₃	Soda Ach	5	kg	10 kg

Annexe 6

Virtual Lab* Software

Optimization of fluid formulation and process design



Step 1: Kinetics

Slurry reactor tests:

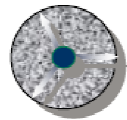
- Dissolution kinetics and precipitates identification
- Effects of formulation variations



Step 2: Validation

Core test:

- Minerals surface areas
- Porosity-permeability correlation



Step 3: Predictions

Reservoir:

- Treatment impact on damage removal
- Comparison of treatments

What is OneSTEP* ?

Chelant based technology

- 30–50% chelant
- 0.3–1% Y1
- 0.2–0.5% A272
- Other additives (if required)

Temperature range:

- 200–375 degF

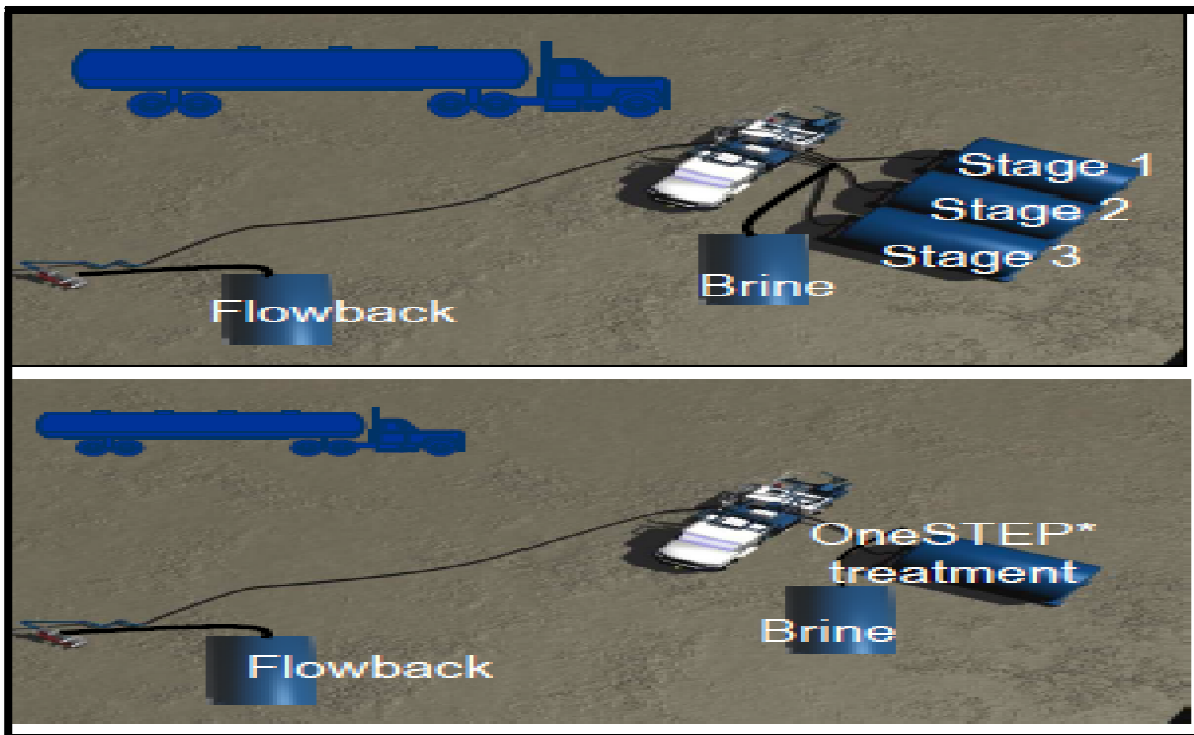
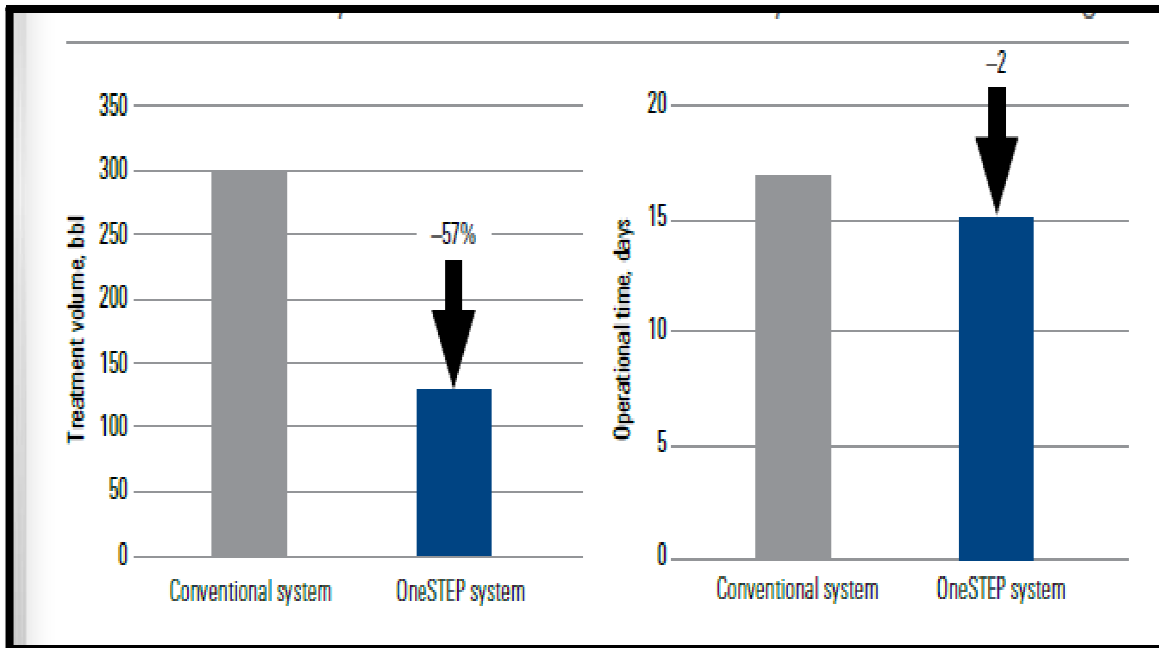
pH ~ 5.5

- **Less treatment risk**
 - Single stage
 - Less precipitations
 - Robust to unknown factors
- **Operational simplicity**
 - Less fluid tanks
 - Less logistics to location

- **Benefits**
 - Low emulsion/sludge tendency
 - Low corrosion rate
 - Tolerance for high calcite content
- **Better QHSE footprint**
 - Less health risk
 - Less fluid to dispose of
 - Fewer tanks to clean up

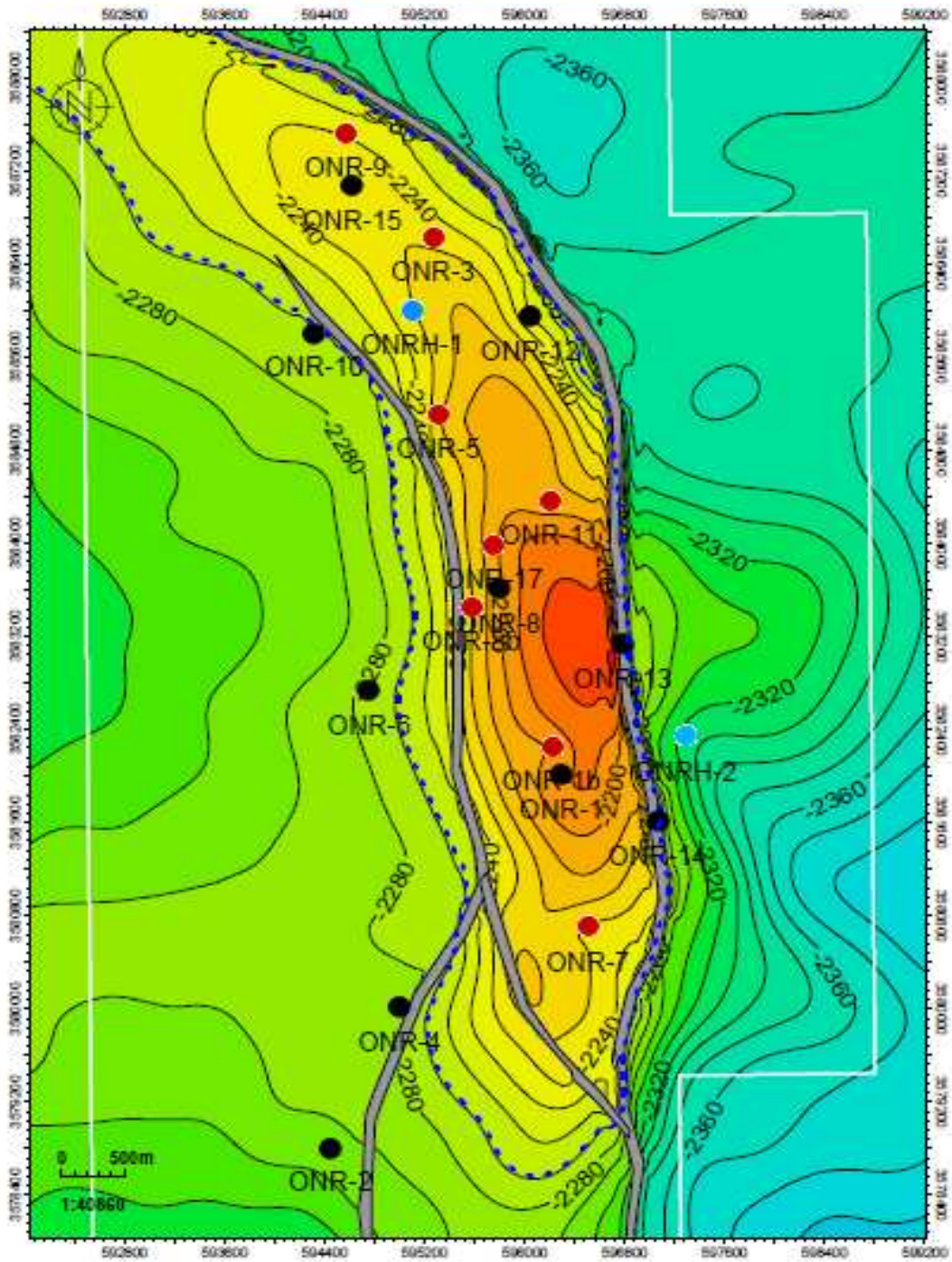
Schlumberger

Annexe 5



Annexe 8

Isobathe au toit du niveau "A" (Structure Oued Noumer)



Annexe 10

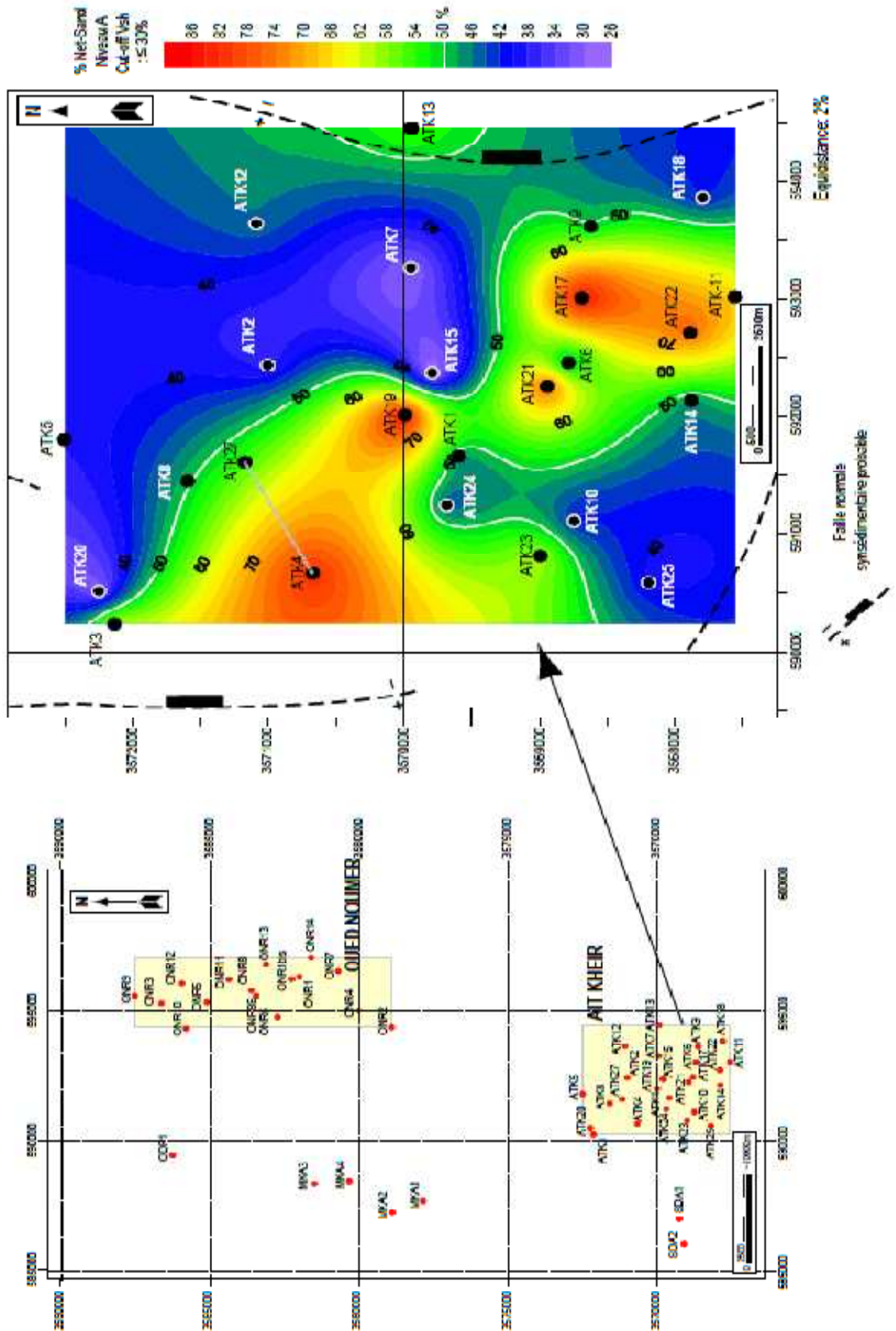


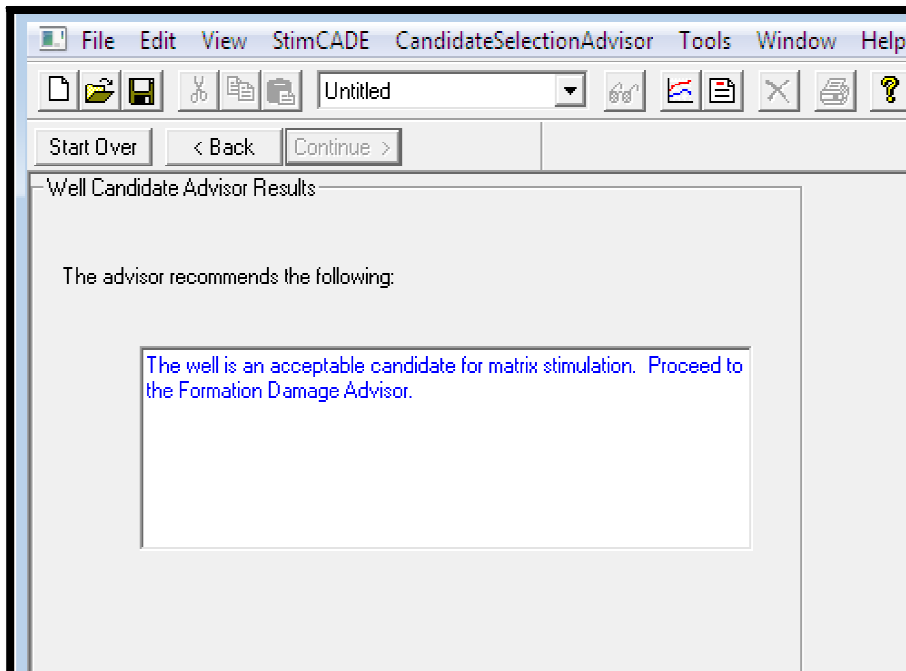
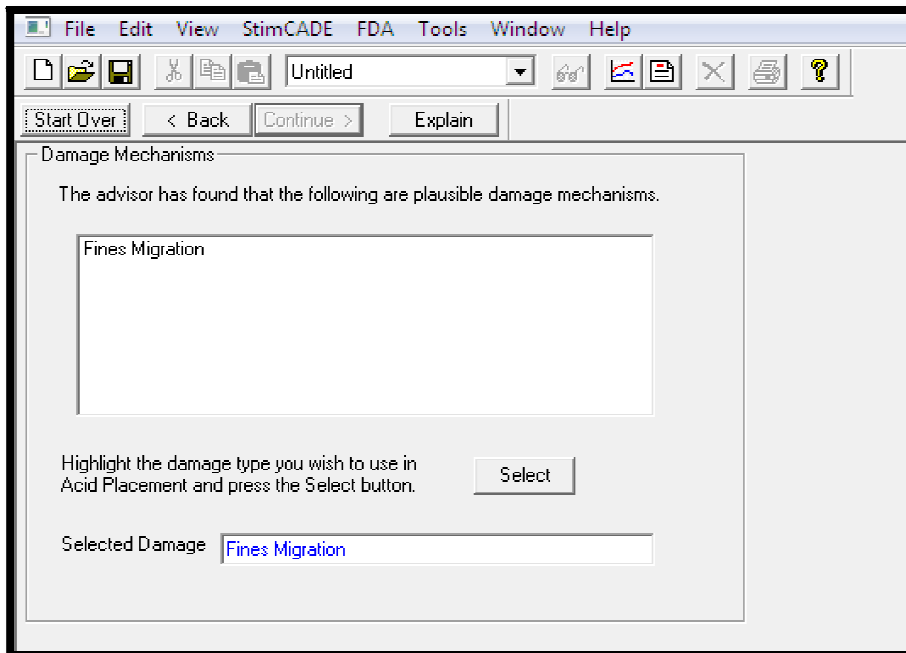
Fig.04 - Carte en iso-pourcentages des grès propres des dépôts triasiques du Niveau "A"
Gisement d'Ait Kheir

Annexe 3

Table 5.2: The severity of formation damage attributed to some of the most common well operations

Damage severity	Well construction and intervention				Reservoir exploitation		
	Drilling and cementing	Well completion	Workover	Stimulation	Drill stem tests	Primary production	Supplemental fluid injection
0							
1							
2							
3							
4							
Mud solids plugging	4	2	2	0	1	0	0
Fines migration	3	4	3	4	4	3	4
Clay swelling	4	2	2	0	0	0	1
Emulsion/water block	3	4	2	4	1	4	4
Wettability alteration	2	4	3	1	0	0	1
Reduced relative permeability	4	3	4	4	0	2	0
Organic scaling	1	1	3	4	0	4	0
Inorganic scaling	2	3	4	1	0	4	3
Injected particulate plugging	0	4	3	3	0	0	4
Secondary mineral precipitation	0	0	0	4	0	0	3
Bacteria plugging	2	2	2	0	0	2	4
Sanding	0	3	1	4	0	3	1

Annexe 13



Annexe 4

