



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en génie des procédés

Option : génie chimique

Thème

**Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12
(ZARZAITINE-IN AMENAS)**

Réalisé par :

M^r. BECHIR Idriss

M^r. HIDJA Messaoud

Encadré par :

M^r. ARKOUB Hamid

M^r. HADDAD Said

Soutenu le 25 juin devant un jury composé :

M ^r BAOUZ	Toufik	Président
M ^r BEDJAOUI	Rachid	Examineur
M ^r ARIOUAT	Mourad	Examineur
M ^r AMGHAR	Hamza	Examineur
M ^r ARKOUB	Hamid	Rapporteur
M ^r HADDAD	Said	Rapporteur

Promotion juin 2013

Remerciements

Nous tenons à remercier le bon dieu qui nous a donné la volonté et le courage afin de réaliser ce travail.

*Nous tenons également à remercier nos promoteurs **Mr H.ARKOUB** et **Mr S.HADDAD**, à qui nous portons beaucoup d'estime et une profonde reconnaissance pour le temps précieux qu'ils nous ont consacré.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude aux président **Mr T.BAOUZ** d'avoir accepté de présider notre soutenance et membres de jury **Mr R.BEDJAOUI**, **Mr H.AMGHAR** et **Mr M.ARIOUAT** d'avoir acceptés d'examiner notre travail.*

*Nous remercions aussi le directeur d'administration et moyens généraux **Mr R.NAIT IDIR** de nous avoir acceptés au sein de groupement **Sonatrach-Sinopec ZARAITINE**, et nous tenons aussi à remercier **Mr SADOUDI** le directeur du département gisement **GSS**, de nous avoir acceptés au sein de son département pour la réalisation de ce travail.*

*Nous tenons aussi à remercier notre encadreur au **GSS**, **Mr A.FAHM** ainsi que toute l'équipe du département réservoir (Abdelghani, Fatah et Hichém), pour leurs conseils et orientations surtout pour le temps précieux qu'ils nous ont accordé.*

*Un grand remerciement pour tous les travailleurs du **GSS**, pour l'accueil, leurs précieux conseils, aides, encouragements et disponibilités.*

Nous présentons également nos sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Tout au début, je tiens à remercier le bon dieu de m'avoir donné du courage et de la patience afin de réaliser ce modeste travail que je dédie à :

Mes parents pour leur sacrifice, leur multiples soutiens, et pour leur affection quotidienne, merci d'être présents dans toutes circonstances. Je pris le tout puissant de vous donner une longue vie et m'aider à être toujours votre fierté.

Ma sœur : Rachida (chidou).

Mes chers frères : Azedine et Laarbi

A toute la famille BECHIR et HAMLAT

A mon collègue Messaoud et a toute sa famille

A tous mes ami(e)s

A tous les étudiants de génie des procédés promotion 2013

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

Dédicaces

À la mémoire de mon frère OUAMAR

*C'est avec une pensée pleine de reconnaissances que je dédie ce modeste travail, à
ma chère mère et mon cher père qui m'ont toujours encourager.*

À ma très chère sœur à qui je souhaite tout le bonheur du monde.

À ma grand-mère.

À mes oncles qui sont comme des seconds pères pour moi et à mes tantes.

À mon binôme IDRIS

À tous mes amis chacun à son nom.

Messaoud.h

Liste des figures

Figure 1	Position géographique de la région d'IN AMENAS	2
Figure 2	Champs pétroliers de la région d'IN AMENAS	2
Figure 3	Coupe stratigraphique du réservoir F4 du gisement de ZARZAITINE	5
Figure 4	Migration des hydrocarbures	10
Figure 5	Migration des hydrocarbures	11
Figure 6	La porosité d'une roche	12
Figure 7	Schéma de complétion d'un puits pétrolier	17
Figure 8	Evacuation des débris par le fluide de forage	18
Figure 9	Composition d'un puits	21
Figure 10	Fonctionnement des puits producteurs.....	22
Figure 11	Fonctionnement des puits injecteurs	23
Figure 12	Unité de coiled tubing	25
Figure 13	Unité de snubbing	27
Figure 14	Unité de work over.....	29
Figure 15	Localisation du colmatage	31
Figure 16	Valeurs de skin.....	37
Figure 17	Composition d'une roche gréseuse	39
Figure 18	Composition d'une roche carbonatée	41

Liste des tableaux

Tableau 1	Données de base des réservoirs du gisement de ZARZAITINE	3
Tableau 2	Propriétés pétro Physiques des Réservoirs du Gisement de ZARZAITINE	4
Tableau 3	Les acides utilisés dans l'acidification	46
Tableau 4	Inhibiteur de corrosion	50
Tableau 5	Additifs divers	53
Tableau 6	Etudes des propriétés intrinsèques de la roche réservoir	58
Tableau 7	Interaction entre les fluides injectés et les fluides en place	59
Tableau 8	Réactivité de la roche aux fluides injectés	61
Tableau 9	Evaluation de la production d'huile du puits ZR12 depuis 1960	69
Tableau 10	Evaluation de la production d'huile avant et après acidification	79

Glossaire

GSS	Groupement sonatrach-sinopec (Sinopec : société étrangère, chinoise).
ZR	Zarzaitine
GOC	Gas oil contact (contact entre le gaz et l'huile).
WOC	Water oil contact (contact entre l'eau et l'huile)
GOR	Gas oil ratios (rapport gaz huile).
WOR	Water oil ratios (rapport eau huile).
PPH	Puits producteur d'huile.
PIE	Puits injecteur d'eau.
CTF	Contôle fond du puits.
WBM	Water based muds (boue à base d'eau).
OBM	Oil based muds (boue à base d'huile).
BOP	Blow out preventer.
IP	Indice de productivité.
WL	Wire line (Travail au câble).
CT	Coiled tubing (tube métallique enroulé sur une bobine).
WO	Work over (reprise du puits).
HCl	Acide chlorhydrique.
HF	Acide fluorhydrique.
BSW	Teneur en eau et sédiments.

Remerciements	
Dédicaces	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Glossaire	
Introduction générale	1

Chapitre I : Présentation du gisement de ZARZAITINE

I.1 Présentation du champ de ZARZAITINE	2
I.1.1 Situation géographique	2
I.1.2 Découverte du gisement de ZARZAITINE	3
I.2 Etude du champ de ZARZAITINE	3
I.2.1 Aperçu sur les réservoirs du gisement de ZARZAITINE	3
I.2.2 Propriétés physiques moyennes des réservoirs du gisement de ZARZAITINE	4
I.2.3 Caractéristique du réservoir principale F4	5
I.2.4 Production d'huile des réservoirs du gisement de ZARZAITINE	7
I.2.5 Problèmes spécifiques au champ de ZARZAITINE	7

Chapitre II : Généralités sur le Pétrole et les réservoirs du Pétrole

II.1 Introduction	9
II.2 Gisement	10
II.2.2 Formation d'un gisement	10
II.2.3 Processus de migration	10
II.3 Caractéristiques pétro-physiques d'une roche réservoir	12
II.3.1 Porosité	12
II.3.2 Perméabilité	13
II.3.2 Saturation	15

Table de matière

II.4 Mécanisme de drainage	15
II.4.1 Drainage naturel (drainage primaire).....	16
II.4.2 Drainage assisté (secondaire et tertiaire)	16
II.5 Forage pétrolier	16
II.5.1 Architecture d'un forage	17
II.5.2 Fluide de forage	18
II.6 Puits pétroliers	20
II.6.1 Les différents types de puits	22
II.6.2 Opérations probables d'entretien ou de reprise de puits	23
II.6.1 Types d'opérations sur un puits de pétrole	24

Chapitre III : Types et analyses des endommagements

III.1 Introduction	30
III.2 Signification de l'endommagement	30
III.3 Localisation de l'endommagement	30
III.4 Les endommagements les plus fréquents	31
III.4.1 Dépôts de fines particules	31
III.4.2 Dépôts de minéraux (inorganiques).....	31
III.4.3 Dépôts organiques	32
III.5 Détection de l'endommagement	32
III.6 Notion du skin	32
III.6.1 Définition	32
III.6.2 Origines de skin	33
III.6.3 Effet de skin sur la perméabilité.....	34
III.6.4 Effet de skin sur la productivité	35

Chapitre IV : Chimie de l'acidification

IV.1 Introduction	38
IV.2 Les roches réservoirs	38
IV.2.1. Les roches gréseuses	39
IV.2.2. Les roches carbonatées	41

Table de matière

IV.3 Les acides	43
IV.4 Schémas réactionnels	45
IV.4.1. Les roches gréseuses	45
IV.4.2. Les roches carbonatées	48
IV.5 Additifs	49
IV.5.1 Inhibiteurs de corrosion	49
IV.5.2 Agents de contrôle du fer	50
IV.5.3 Les désémulsifiants et antisludges	51
IV.5.4 Les réducteurs de tension superficielle et interfaciale	51
IV.5.5 Agents de diversion.....	52
IV.5.6 Autres additifs	53

Chapitre V : Etude en laboratoire d'un programme d'acidification

V.1 Introduction	54
V.2 Choix et préparation des échantillons	55
V.2.1 Types d'échantillons disponibles	55
V.2.2 Choix des échantillons	55
V.2.3 Préparation	56
V.3 Types d'analyses et expériences	57
V.3.1 Propriétés intrinsèque de la roche	57
V.3.2 Interaction entre les fluides injectés et les fluides en places	58
V.3.3 Réactivité de la roche aux fluides injectés	59

Chapitre VI : Etablissement d'un programme d'acidification

VI.1 Introduction	62
VI.2 Eléments nécessaires à l'établissement d'un programme d'acidification	62
VI.3 Estimation de l'état de puits	63
VI.4 Choix de la technique d'acidification	64
VI.5 Traitement des roches carbonatées	65
VI.6 Traitement des roches gréseuses	67
VI.7 Mise en place du fluide de traitement	68

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

1 Introduction	71
2 Description du réservoir	72
3 Objectif	72
4 Endommagement	73
5 Données du puits	73
6 Recommandation et Design	74
7 Estimation du volume de fluide principal nécessaire à l'opération (par GSS)	75
8 Fluides à utiliser pour le traitement (fourni par la société sous traitant)	76
9 Procédure de l'opération	76
10 Composition des fluides utilisés pour le traitement	79
11 Calcul et interprétation des résultats d'acidification	81
11.1 Résultat de la stimulation	81
11.2 Calcul de la perméabilité	82
11.3 Calcul de colmatage moyen	83
11.4 Calcul de skin (effet de paroi)	83
11.5 Calcul du rendement d'écoulement	84
12 Conclusion et recommandation	85
<hr/>	
Conclusion générale	88

Bibliographie

Introduction générale

Introduction générale :

La production d'un gisement pétrolier comprend généralement plusieurs étapes. Après la récupération primaire (qui utilise la pression du gisement comme moteur de la production) et la récupération secondaire (qui utilise l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression dans le gisement), la récupération améliorée du pétrole ou récupération tertiaire comprend tous les différents procédés qui peuvent être employés pour modifier la mobilité et/ou la saturation des hydrocarbures dans le gisement. Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires d'huile, en plus des 30 % obtenus en moyenne après les étapes de récupérations conventionnelles, ces méthodes sont regroupées sous le terme de stimulation [1].

Et parmi les procédés utilisés pour la récupération améliorée on peut citer :

- L'injection de CO₂.
- L'injection de vapeur.
- L'injection des surfactants.
- L'injection de gaz non-miscible.
- La fracturation hydraulique.
- L'acidification.

Le stage réalisé au groupement Sonatrach-Sinopec ZARZAITINE (GSS), nous a permis d'étudier le procédé de récupération tertiaire par acidification.

L'acidification est un traitement de matrice (traitement de décolmatage) réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation qui consiste à l'élimination d'un éventuel colmatage. Ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou l'exploitation.

Pour étudier ce procédé, on a divisé notre travail en six (06) chapitres, où on a parlé de la roche réservoir et de quelques généralités sur le pétrole dans le chapitre 1, suivi d'un chapitre sur les endommagements, dans ce chapitre on a vu les différents types d'endommagement et leur influence sur la productivité. Une fois l'endommagement est localisé on va entamer l'étude d'un programme d'acidification, c'est ce qu'on a développé dans le chapitre 4,5 et 6.

Dans la partie pratique on va évaluer et exécuter un programme d'acidification sur un puits producteur d'huile sur le champ de ZARZAITINE (ZR12), et on termine notre travail par une conclusion.

Chapitre I

Présentation de gisement de Zarzaitine

I.1.Présentation du champ de ZARZAITINE :

I.1.1.Situation géographique :

Le champ de ZARZAITINE est situé dans le bassin d'ILLIZI à 1600 Km au sud-est d'Alger, à 35 km à l'Est de la localité d'In Amenas, proximité de la frontière libyenne.

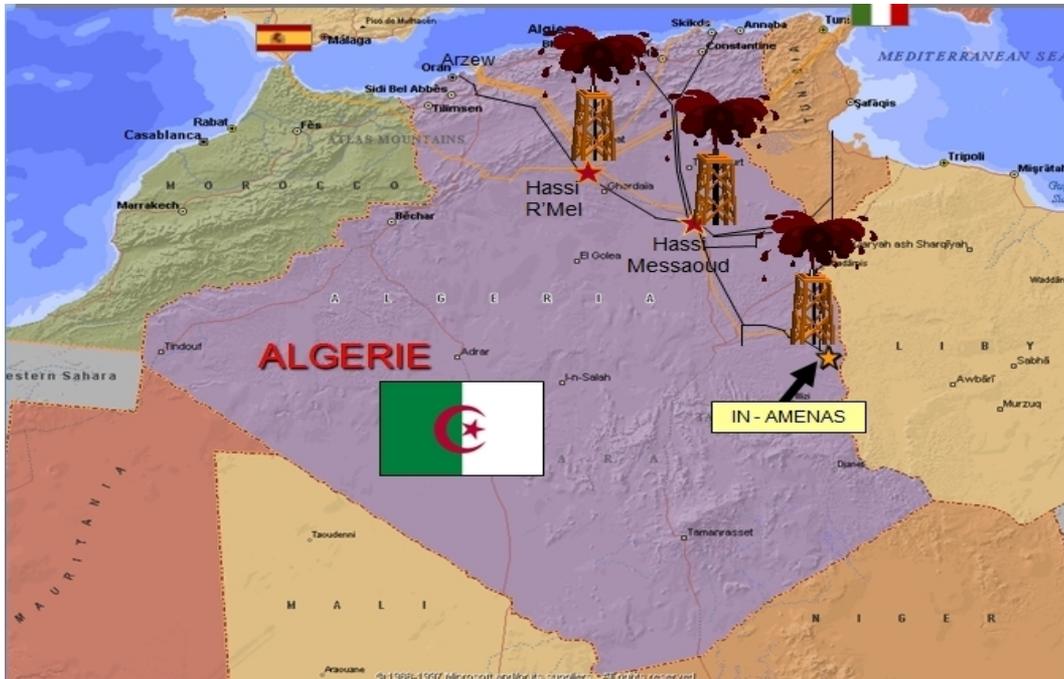


Figure 1 : Position géographique de la région d'In Amenas.

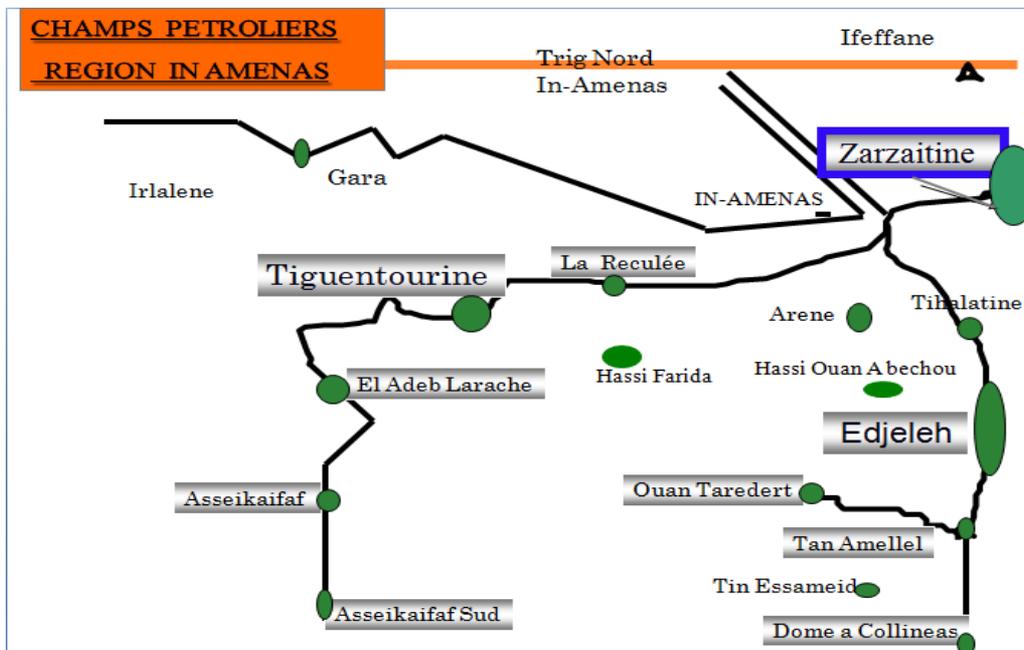


Figure 2 : Champs pétroliers de la région d'In Amenas.

I.1.2. Découverte du gisement de ZARZAITINE :

Le Gisement de Zarzaitine a été découvert en 1957 par le forage du puits ZR01. L'huile a été mise en évidence avec le forage du puits ZR2 en janvier 1958.

I.2. Etude du champ de ZARZAITINE :

Les plus grandes accumulations d'huile avec parfois des chapeaux de gaz se rencontrent dans le Dévonien (F6, F4 et F2) et de gaz humide avec quelquefois de minces anneaux d'huile dans le Cambro-ordovicien.

Le champ de ZARZAITINE, avec son réservoir principal Dévonien ''F4'', producteur d'huile, constitue le gisement le plus important dans la région d'IN-AMENAS.

I.2.1. Aperçu sur les réservoirs du gisement de ZARZAITINE :

Le réservoir principal F4 d'âge Dévonien est constitué par un anneau d'huile surmonté d'un gaz cap. Sa superficie est d'environ 100 km². Les réserves d'huile en place ont été estimées à 340 x 10⁶ m³ et le volume du gaz est de 6900 x 10⁶ m³

Les réserves d'huile dans les réservoirs secondaires (Carbonifères A, B2a, B2b, B4, B6, B8, D4, D8 et Dévonien F2 et F6) sont de 27.8 x 10⁶ m³.

Réservoirs		Huile de Stockage en place (10 ⁶ m ³)	GOC (Côte absolu: m)	WOC (Côte absolu : m)
CARBO	A	3.42	+ 28.1	+ 23.6
	B2a	1.735	+ 70	+ 38
	B2b	1.272	+ 66	+ 40
	B4	6	+ 45	+ 14
	B6	2.101	+ 31	+ 10
	B8	2.742	+ 13	+ 6.5
	D4	1.808	- 357	- 378.5
Dévonien F2		7.392	- 679	- 707
Dévonien F4		339.3	- 712	- 980
Total		365.8		

Tableau 1 : Données de base des réservoirs du gisement de ZARZAITINE [donnée GSS].

Les profondeurs moyennes des réservoirs de ZARZAITINE sont comme suit :

- Pour le réservoir dévonien inférieur ‘‘F4’’ la profondeur moyenne est de 1400 m (Profondeur minimale à 1210 m, profondeur maximale à 1520 m).
- Pour le réservoir dévonien supérieur ‘‘F2’’ la profondeur moyenne est de 1200 m.
- Pour le réservoir dévonien F6 la profondeur est de 1440 m.
- Pour les réservoirs Carbonifères (A, B2a, B2b, B4, B6, B8, D4) la profondeur moyenne est de 500 m à 920 m.

I.2.2. Propriétés physiques moyennes des réservoirs du gisement de ZARZAITINE :

Le tableau ci-dessous montre les propriétés physiques moyennes des réservoirs ‘‘F4’’, ‘‘F2’’ et CARBONIFERS :

Réservoirs	Unités	Epaisseur total Moyenne (m)	Epaisseur utile moyenne (m)	Porosité moyenne log (%)	Perméabilité moyenne carotte (md)
F4	V	12.9	3.2	20.9	59.8
	IV	5.3	4.8	23.7	493.6
	III	11.1	7.9	24.6	248.7
	II	13.8	9.5	23.9	104.9
	I	5.3	2.5	23.4	53.3
	Total	48.8	27.8		
F2				20.2	85
CARBO	A	22	10	25.5	500
	B2a	6.7	1.7	25	123
	B2b	3.45	1.8	29	38
	B4	14.5	4.5	24.7	450
	B6	11	3	24	214
	B8	9	6	26.5	213
	D4	24	2.6	20	84

Tableau 2 : Propriétés pétro-physiques des réservoirs du gisement de ZARZAITINE [donnée GSS].

I.2.3. Caractéristique du réservoir principale F4 :

L'épaisseur du réservoir F4 composé de grés à grains fins varie de 18 à 70 m. Il est subdivisé de bas en haut en Cinq (5) unités (Unité I, unité II, unité III, unité IV, unité V) comme le montre la Figure 3.

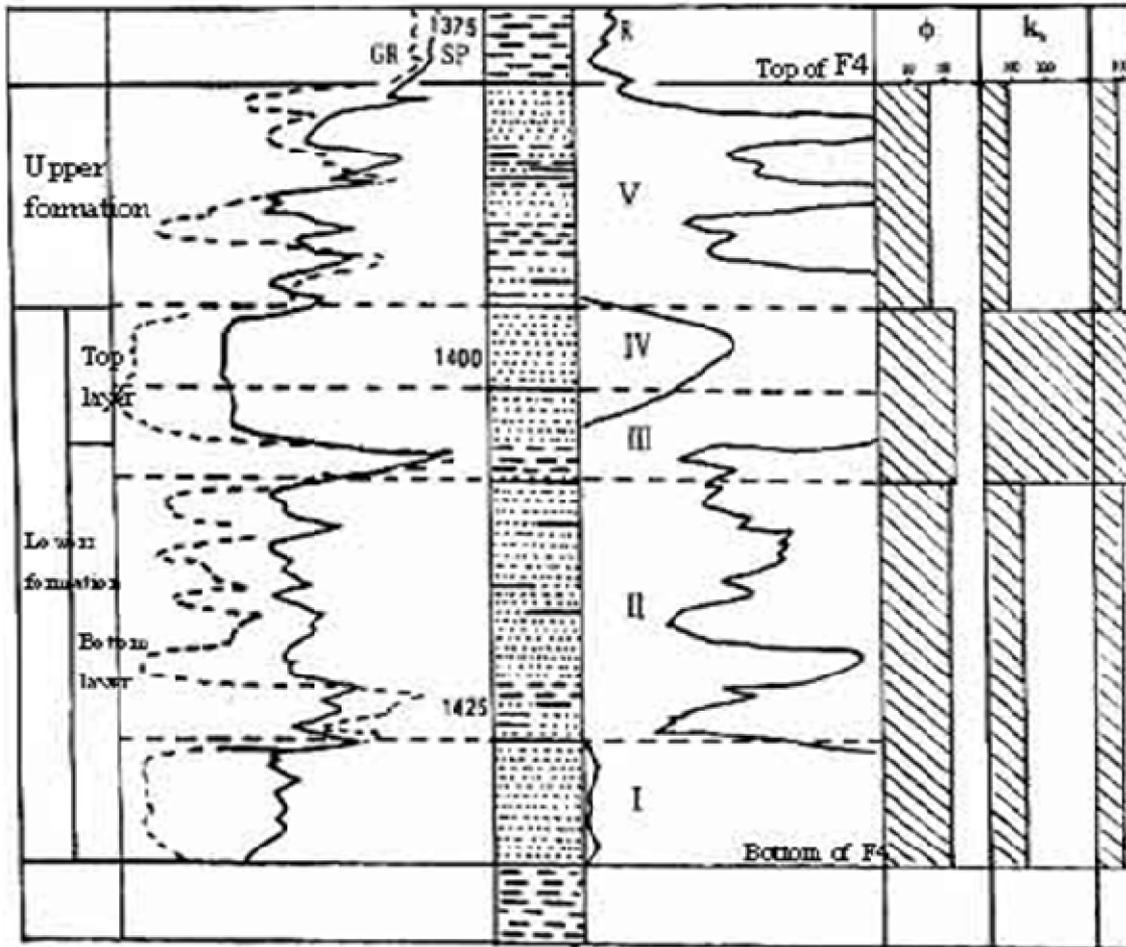


Figure 3 : coupe stratigraphique du réservoir F4 du gisement de ZARZAITINE.

Le réservoir F4 est formé d'un ensemble argilo gréseux supérieur (Unité V) de caractéristiques extrêmement mauvaises ne participant pas à la production et d'un ensemble grés-argileux (Autres Unités) présentant une grande hétérogénéité tant verticale qu'horizontale.

- Unité IV: banc de grés propres à grains grossiers.
- Unité III: grés à nodules et filets d'argile dont les qualités varient latéralement.
- Unité II : grés à grains fins et nodules argileux.
- Unité I : plus argileux et de faible perméabilité.

Les unités III, IV et V sont érodées et disparaissent dans certaines zones du gisement.

Les caractéristiques de l'huile du réservoir F4 sont bonnes de part sa faible densité (43 API) et viscosité (0.515 mPa.s). Le rapport (gaz / huile) de dissolution (R_{si}) initial est de $82.5\text{m}^3/\text{m}^3$.

Les pressions initiales et de saturation à la côte de référence (-835 m) sont respectivement 124.5 et 116.9 kgf/cm^2 .

La température de fond est de:

- 81 °C à l'interface Gaz-huile à -712 m.
- 84 °C au milieu du réservoir à -835 m.
- 88 °C à l'interface huile-eau à -980 m.

Le gisement de Zarzaitine est un monoclinal faillé caractérisé par des porosités et perméabilités moyennes, et une saturation en huile élevée. Il est surmonté d'un gaz-cap et soumis à l'action d'un aquifère non actif.

323 puits ont été forés sur l'ensemble du gisement dont 290 pour le réservoir Dévonien F4 (163 puits producteurs d'huile, 111 puits injecteurs d'eau, 06 puits d'observation et 10 puits abandonnés) et 33 pour les réservoirs secondaires.

Le réservoir F4 a été mis en production en 1960 et l'injection d'eau a été entamée depuis 1966. Depuis la mise en production, ce dernier a connu quatre (04) modes de développement durant lesquelles on distingue les phases suivantes :

- La phase d'amorçage de la production d'huile, la phase initiale de drainage naturel.
- Phase de drainage par injection d'eau périphérique (injection d'eau à la périphérie limitant le gisement).
- La phase de reconversion des puits producteurs d'huile (P'PH) envoyées en des puits injecteurs d'eau (P'IE) : avancement du front huile-eau
- Injection d'eau centralisée forme de spots.

I.2.4. Production d'huile des réservoirs du gisement de ZARZAITINE :

La productivité du réservoir F4 a atteint sa valeur maximale en 1962 (Le pique de production) avec une production d'huile de $897.5758 \cdot 10^4 \text{ m}^3$ soit un taux de récupération de 2.64%.

Les réservoirs secondaires sont mis successivement en production de 1963 à 1965 (régime de drainage naturel). Durant cette période, plusieurs puits ont été fermés suite à leurs rapport gaz/huile (GOR) élevés (allant jusqu'à $700 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

Actuellement, le gisement produit avec 82 puits d'huile de l'ensemble de tous les puits forés et/ou implantés, dont 78 puits exploités sur le 'F4', 3 puits sur le Carbonifère et un (01) puits sur le 'F2'. Le nombre de puits injecteurs sur le F4 est de 36 puits.

La production d'huile actuelle (Début 2013) est de l'ordre de $3000 \text{ m}^3/\text{j}$ avec un pourcentage d'eau (Water cut) de 30% et un GOR de $125 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

La production d'huile cumulée depuis l'origine (soutirage depuis la mise en exploitation du gisement de ZARZAITINE) est de $149.3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ce qui représente un taux de récupération de l'ordre de 40.6% des réserves en place.

Le champ a été arrêté durant dix-huit mois à compter du mois de novembre 2009. Tous les puits (producteurs et injecteurs) ont été fermés suite à un problème technique survenu sur les installations de surface. Le redémarrage du champ a eu lieu le mi-mai 2011, après rétablissement des installations de surface.

I.2.5. Problèmes spécifiques au champ de ZARZAITINE :

Formation des dépôts: Sur les puits producteurs d'huile du champ de ZARZAITINE, les opérations C.T.F (contrôles fond de puits par Wire-line) indiquent souvent la présence de dépôts sur les parois des colonnes de tubing 2" 3/8 ou 2" 7/8 ainsi qu'aux fonds des puits.

Ces dépôts sont essentiellement :

- Sulfate de baryum (BaSO_4) (qui résulte de l'incompatibilité de l'eau injectée et l'eau du réservoir) à l'état pâteux ou solide au tubing et/ou aux fonds des puits (en face les zones de production).
- Sel aux parois des colonnes de tubing.
- Paraffine aux parois des colonnes de tubing.

Production et accumulation de sable de formation aux fonds des puits : La production de sable avec l'écoulement des hydrocarbures à partir d'un milieu poreux non consolidé (des grains de sable constituent les grés sont arrachés du milieu poreux entraînés par le débit d'un

écoulement et accumulés aux fonds des puits) a engendrée des bouchages fréquents des puits et un manque à produire sur un nombre important des puits.

Venues d'eau / percées d'eau : Les percées rapides d'eau (arrivée d'eau) sur la majorité des puits de ZARZAITINE a engendré un manque remarquable de production, ce phénomène a été provoqué par un balayage non uniforme à partir des puits injecteurs. Ceci est dû à:

- La disposition non uniforme des puits producteurs par rapport au puits injecteur d'eau (non uniformité des patterns ou spots).
- La différence des P (pertes de charges) entre les puits injecteurs d'eau et les puits producteurs d'huile.
- L'avancement rapide du front d'eau causé par un débit d'injection non optimisé, c'est à dire, le débit d'injection des puits injecteurs d'eau est plus élevé que le débit optimal ce qui a créé des chemins préférentiels dans le milieu poreux vers les puits.

Chapitre II

Généralités sur le pétrole et les réservoirs de pétrole

II.1.Introduction:

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments. Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler le vide existant dans ces formations sous-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses.

Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers. En pratique, le lieu d'accumulation appelé "piège" constitue une nouvelle couche imperméable formant le plus souvent une espèce au-dessus de la roche poreuse dans laquelle le pétrole circule. La roche qui contient le pétrole s'appelle un réservoir. En s'accumulant en profondeur dans les terrains poreux et fissurés, les hydrocarbures forment ce qui est appelé un gisement [2].

II.2. Gisement :

Pour que les hydrocarbures soient exploitables, il faut que des quantités significatives d'huile ou/et de gaz soient accumulées dans des zones de taille limitée. Ce sont les conditions que l'on trouve dans les gisements [3].

II.2.1. Formation d'un gisement :

Lors de la formation de l'huile et du gaz à partir du kérogène, les gouttelettes d'hydrocarbure sont disséminées dans la roche-mère et ne pourraient pas être exploitées si des phénomènes de migration et de concentration ne s'étaient pas produits [3].

II.2.2. Processus de migration :

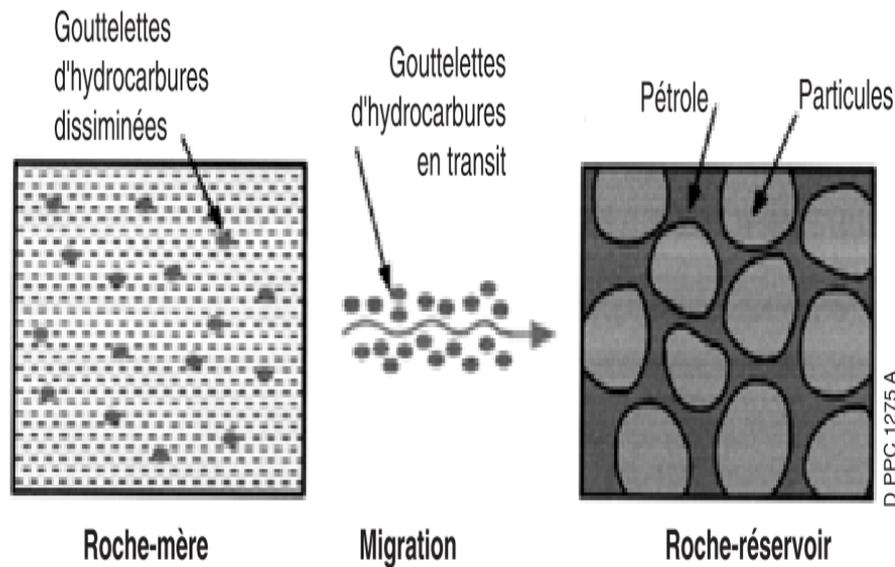


Figure 4 : migration des hydrocarbures.

Quand la pression du gaz formé lors de la pyrolyse du kérogène en profondeur devient suffisante pour vaincre l'imperméabilité de la roche mère, elle permet une migration liquide et gazeuse à travers les pores de la roche-mère.

On dit que les hydrocarbures sont expulsés de la roche-mère et subissent à une migration primaire.

Ils entament alors une migration secondaire vers le haut en étant transportés, essentiellement, sous l'effet de la pression de l'eau à travers une roche perméable.

Lors de leur remontée, les hydrocarbures sont arrêtés par une couche imperméable (roche couverture), se concentrent dans les pores de la roche perméable et forment une accumulation : la roche s'appelle alors roche-réservoir [3].

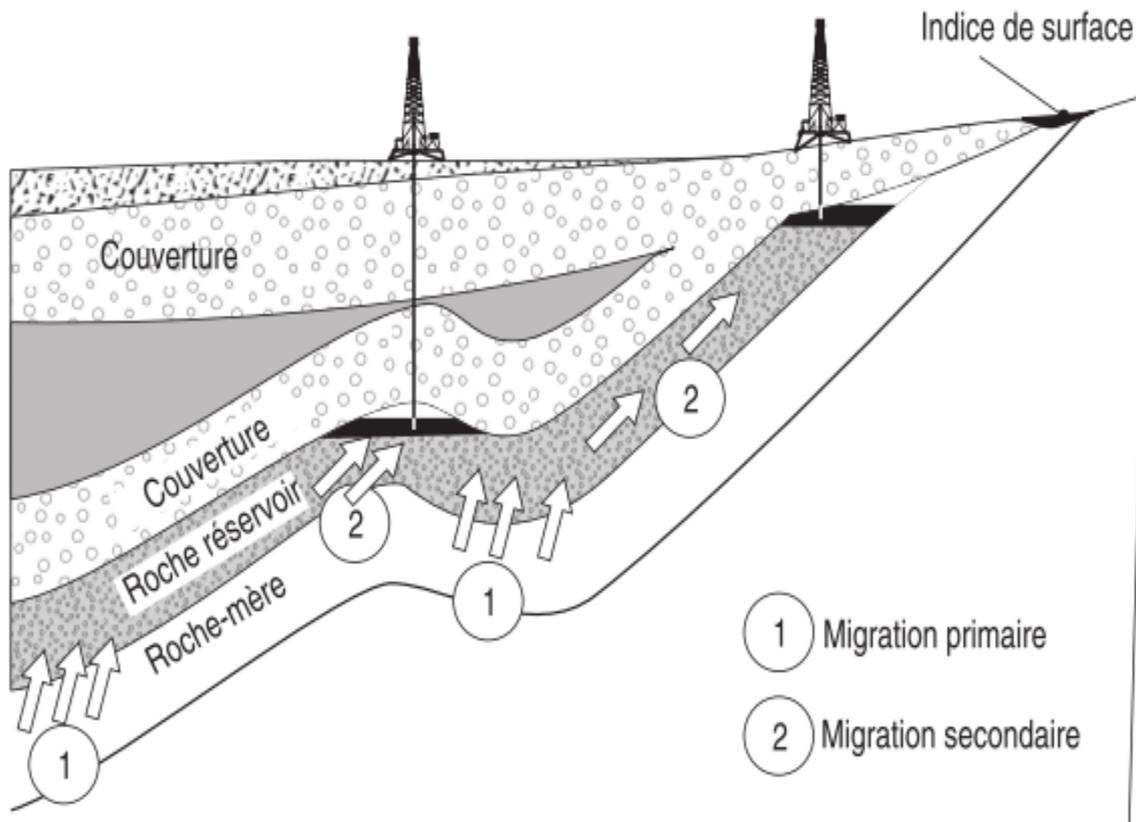


Figure 5 : migration des hydrocarbures

II.3. Caractéristiques pétro-physique d'une roche réservoir :

Outre sa nature, généralement carbonatée ou gréseuse, la roche réservoir est caractérisée par trois paramètres essentiels : la porosité, la perméabilité, la saturation.

II.3.1. Porosité :

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores", constituant des canaux microscopiques (diamètre de l'ordre du dixième de micron par exemple) [4].

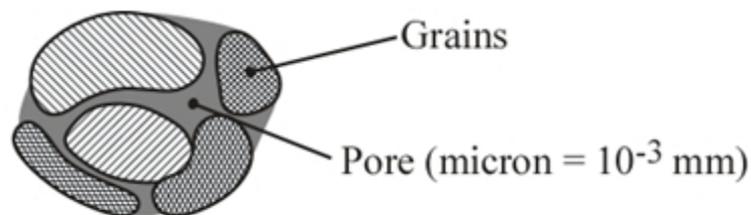


Figure 6 : la porosité d'une roche.

Soit un échantillon de roche de volume total V_T comprenant un volume solide V_S , $(V_T - V_S)$ représente le volume occupé par les fluides, c'est-à-dire le volume de pore V_p . Sa porosité s'exprime par le rapport :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \cdot 100\% .$$

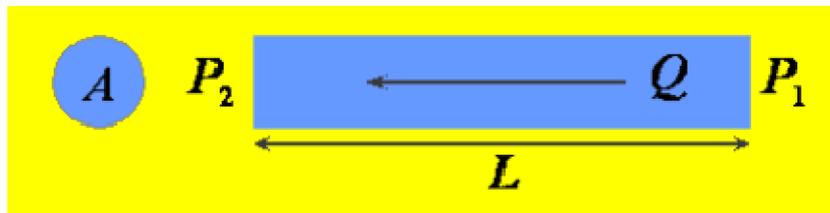
- $< 5\%$ = Faible porosité.
- $10\% < \Phi < 20\%$ = Porosité moyenne.
- $> 20\%$ = Bonne porosité.

II.3.2. Perméabilité :

C'est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores.

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage [5].

Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent :



$$Q = \frac{K.S.(P_1 - P_2)}{\mu.L}$$

Avec :

Q = débit d'un fluide connu à travers l'échantillon (m^3/h).

K = Perméabilité (1Darcy = $9,87 \times 10^{-13} m^2$).

S = section de l'échantillon (m^2)

P_1, P_2 = variation pression à travers l'échantillon (atm).

μ = viscosité du fluide utilisé (cp).

L = longueur échantillon (m).

En écoulement radial circulaire (qui représente déjà mieux ce qui se passe en écoulement vers un puits), toujours pour un liquide et en régime permanent, la loi de Darcy devient :

$$Q = \frac{2\pi HK (P_g - P_f)}{\mu B \ln \frac{R}{a}}$$

Avec :

H : hauteur productrice de la couche.

B : facteur de volume de l'huile (cf glossaire).

R : rayon de drainage du puits (au-delà la pression n'est pas modifiée et reste égale à la pression de gisement P_g).

a : rayon du puits (où règne la pression de fond P_f).

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

Il est à remarquer qu'une faible perméabilité est moins gênante dans un gisement de gaz que dans un gisement d'huile. En effet, le débit dépend en fait du rapport K/μ , appelé "mobilité"[5].

II.3.2.1. Types de perméabilité :

- Perméabilité spécifique ou absolue: c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- Perméabilité effective: quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- Perméabilité relative: c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre [4].

II.3.3. Saturation :

A partir d'une certaine profondeur, on peut considérer que les pores de la roche sont occupés par un fluide.

Généralement c'est de l'eau douce ou salée, mais parfois ce sont des hydrocarbures liquides ou gazeux ou d'autres gaz, qui vont remplir en partie ces pores.

La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon.

On définit ainsi :

- La saturation en eau : $S_e = \frac{V_e}{V_p}$
- La saturation en huile : $S_h = \frac{V_h}{V_p}$
- La saturation en gaz : $S_g = \frac{V_g}{V_p}$

Avec : $S_e + S_h + S_g = 1$

Lors de la migration des hydrocarbures, le déplacement de l'eau sous-jacente n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré). En conséquence, il y aura toujours de l'eau dans un gisement [5].

II.4. Mécanisme de drainage :

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides à l'intérieur de la roche-réservoir vers les puits de forage [3].

On distingue :

- Le drainage naturel d'un puits ;
- Le drainage assisté.

II.4.1. Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) :

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz (densité faible) et sa facilité d'écoulement.

En moyenne on obtient les taux de récupération de 75% pour le gaz et 30% maximum pour l'huile.

La récupération naturelle des hydrocarbures à partir de la roche réservoir met en œuvre plusieurs mécanismes, principalement :

- Expansion monophasique du gaz et de l'huile : Ce mécanisme est efficace pour le gaz par suite de sa compressibilité. Par contre, il est peu efficace pour l'huile.
- Expansion du gaz dissous dans l'huile : Quand la pression du gisement baisse, il y a désorption et expansion du gaz.
- Expansion du gaz situé au-dessus du gisement d'huile, le volume d'huile pompé étant compensé par l'expansion du gaz de la partie supérieures du gisement (gas-cap).

Migration de la nappe aquifère : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche-réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans les pores de la roche [3].

II.4.2. Drainage assisté (secondaire et tertiaire) :

Afin d'améliorer le taux de récupération de l'huile contenue dans un gisement au-delà de ce qui est imposé par drainage naturel, on met en œuvre des mécanismes de drainage assisté.

Le drainage assisté se fait par injection d'effluent au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il permet d'augmenter le taux de récupération de l'huile [3].

II.5. Forage pétrolier :

Le forage constitue l'étape essentielle dans la construction d'puits, ce dernier permet la récupération des hydrocarbures contenus dans la roche-réservoir.

La profondeur de forage varie considérablement selon les sites de quelques centaines de mètres à plusieurs milliers de mètres [3].

II.5.1. Architecture d'un puits pétrolier :

Dans la plupart des cas, un forage est composé de trois parties :

- Une colonne de surface de quelques centaines de mètres destinée à retenir les terrains de surface et à protéger la nappe phréatique.
- La colonne intermédiaire qui peut atteindre plusieurs milliers de mètres.
- Finalement la colonne de production située dans la partie pétrolifère et à l'intérieur de laquelle sera installé le tube de collecte des hydrocarbures [3].

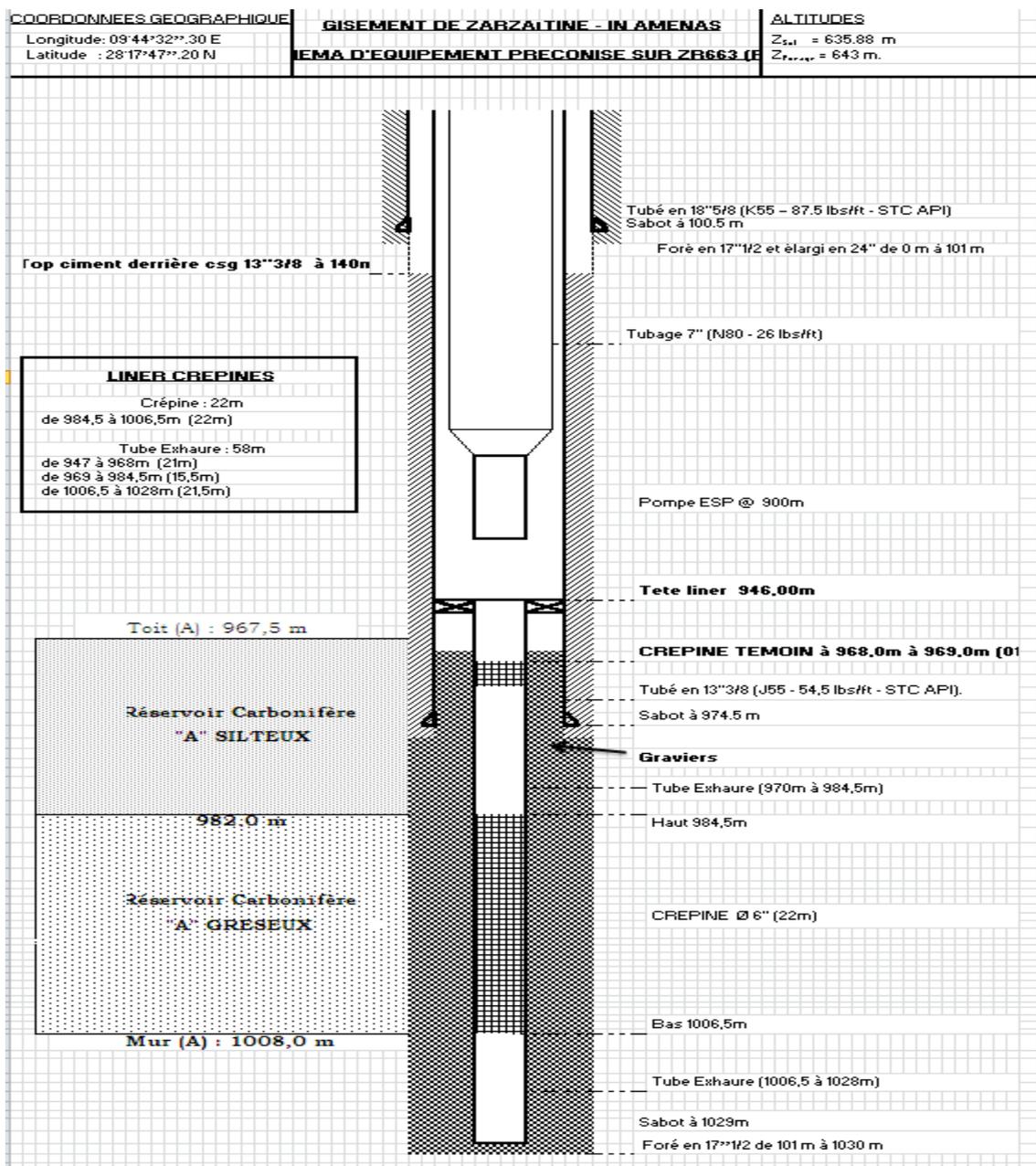


Figure 7 : Schéma de complétion d'un puits pétrolier.

II.5.2. Fluide de forage :

La boue de forage, appelée aussi fluide de forage, est un système composé de différents constituants liquide (eau, huile) et / ou gazeux (air ou gaz inerte) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciment,) [2].

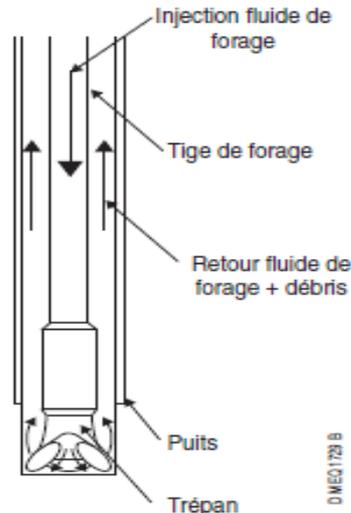


Figure 8 : évacuation des débris par le fluide de forage.

II.5.2.1. Principales fonctions des fluides de forage :

Les fluides de forage jouent un rôle majeur dans l'opération de forage. Parmi les nombreuses fonctions de ces boues nous pouvons citer [2]:

- Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface par la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire.
- Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement et ceci est possible grâce à la nature thixotrope du fluide.
- Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées.
- permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garnitures de forage et tubages. Ceci permet de réduire la puissance exigée au lavage.

II.5.3.2. Classification des fluides de forages :

De nombreux types de fluides de forage sont utilisés de nos jours, certains puits nécessitent l'utilisation de plusieurs types de fluides de forage à différentes parties dans le trou, d'autres puits exigent la combinaison de certains types de fluides avec d'autres. Les différents types de fluides de forage peuvent être regroupés en trois grandes catégories :

II.5.3.2.1. Les fluides à base d'eau :

Ces fluides sont souvent désignés par "Water-Based Muds" ou **WBM**. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines) [2].

II.5.3.2.2. Les fluides à base d'huile :

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel-oil, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou **OBM**.

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et Environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole.

Les boues à l'huile sont principalement utilisées :

- pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension,

- pour les reprises et entretiens de puits productifs, d'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs [2].

II.5.3.2.3. Les fluides de forage gazeux :

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard [2].

II.6. Puits pétroliers :

Un puits sert à mettre en liaison le fond à la surface. Il permet, principalement, de ramener l'effluent (mélange d'hydrocarbures et d'eau) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité ultérieurement pour répondre aux spécifications commerciales. Cependant, le puits peut avoir d'autres fonctions telles que l'injection.

En effet, lors de l'extraction des hydrocarbures, le gisement va se déléter (chuter en pression) ; il faudra alors réinjecter un autre effluent (eau, gaz) pour pouvoir conserver la pression de gisement (P_{gis}) ou, du moins, ralentir sa chute, afin de pouvoir récupérer un maximum d'hydrocarbures. Pour ce faire des puits injecteurs sont utilisés.

Il existe aussi les puits « témoins ». Ces puits sont implantés en périphérie de certains réservoirs (ex : stockage de gaz souterrain) et servent à contrôler le niveau de pression du réservoir ainsi que son niveau aquifère. Leur technologie est sensiblement la même qu'un puits producteur ou injecteur [6].

Un puits se décompose en deux sous-ensembles élémentaires qui sont :

- les équipements de fond;
- les équipements de surface.

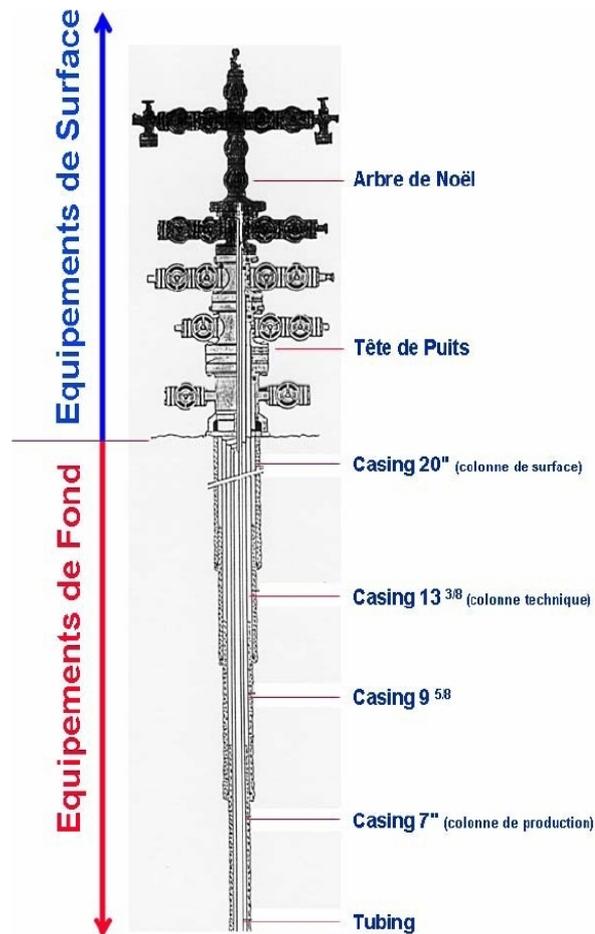


Figure 9 : Composition d'un puits.

On peut distinguer principalement les puits d'exploration et les puits de développement. Nous nous intéresserons plus particulièrement aux puits de développement [6].

II.6.1. Les différents types de puits :

Il existe différents types de puits :

- Les puits producteurs : ils véhiculent l'effluent du fond à la surface ;
- Les puits injecteurs : ils véhiculent l'effluent de la surface vers le fond ;
- Les puits témoins : ils permettent le contrôle de certains paramètres du réservoir [6].

II.6.1.1. Fonctionnement d'un puits producteur :

Dans le réservoir, les fluides se séparent souvent en fonction de leur densité propre, ainsi le gaz s'élève au-dessus de l'huile et l'eau stagne en dessous de l'huile. L'huile, le gaz et l'eau piégés dans ces réservoirs ont subi des pressions et des réchauffements durant des millions d'années [7].

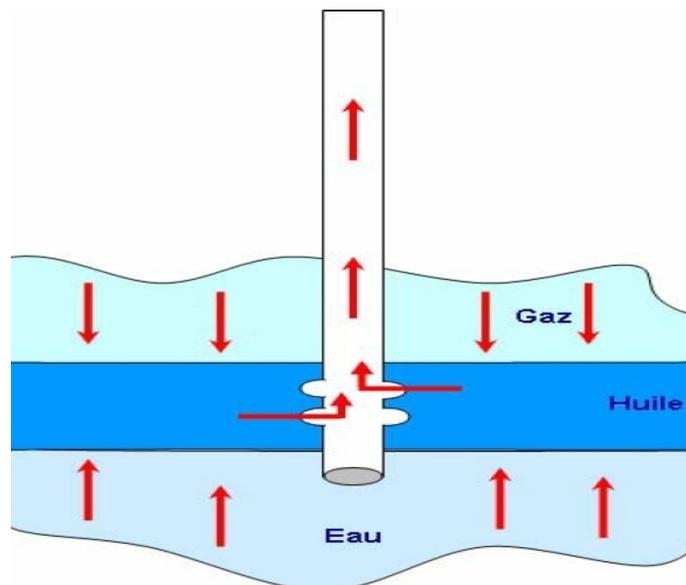


Figure 10 : fonctionnement d'un puits producteur.

II.6.1.2. Fonctionnement d'un puits injecteur :

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte des fluides au lieu d'en produire. L'objectif qui est d'injecter des fluides, est normalement le maintien de la pression sur le réservoir et/ou son balayage.

Deux types d'injection sont communs : gaz et eau.

- L'injection de gaz se fait généralement dans la section supérieure du réservoir.
- L'injection d'eau se fait généralement dans la partie inférieure du réservoir [6].

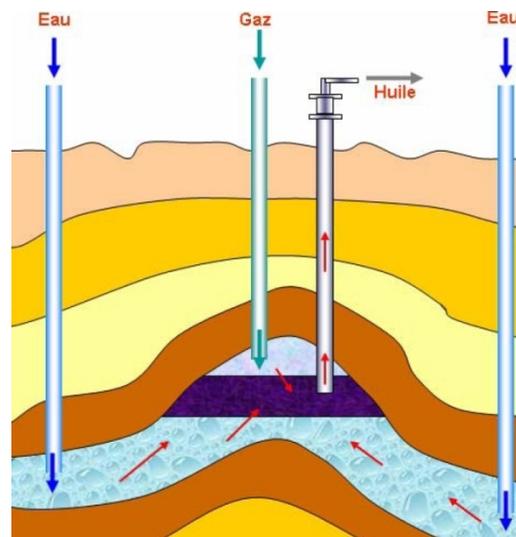


Figure 11 : fonctionnement des puits injecteurs.

II.6.2. Opérations probables d'entretien ou de reprise de puits :

En fonction de la nature du gisement et de son évolution dans le temps, un certain nombre d'opérations peuvent se révéler nécessaires. Parmi celles-ci, on peut citer en particulier [8].

- décolmatage ou stimulation de la couche ;
- contrôle des sables ;
- changement de zone à exploiter ;
- changement du mode de production.

II.6.3. Types d'opérations sur un puits de pétrole :

En dehors des caractéristiques intrinsèques du gisement, la longévité et la performance des puits dépendent de la maintenance des équipements et de l'adaptabilité des puits aux conditions de gisement et de production qui évoluent en permanence en cours d'exploitation.

Les opérations que l'on peut être amené à réaliser sur un puits vont de la prise de mesure au rééquipement complet de la colonne de production ou du puits et les moyens utilisés seront adaptés à l'intervention envisagée.

Les opérations de mesures sont réalisées à la demande du service exploitation et concernent principalement le suivi du gisement. Les opérations d'entretien ou de reprise s'intéressent plus à la liaison hydraulique couche-trou ou à l'équipement du puits [9].

La plupart des opérations de mesures et quelques opérations de simple entretien sont effectuées dans le puits en pression avec des unités légères de travail au câble (wire-line). D'autres opérations plus conséquentes sous pression demandent l'emploi d'unités d'interventions lourdes de work-over hydraulique qui permettent la manœuvre dans le puits sous pression d'un petit tube concentrique d'un seul tenant comme le coiled tubing ou constitué de longueurs vissées bout à bout comme le snubbing. Enfin les opérations nécessitant de tuer le puits et un déséquipement partiel ou total du puits sont réalisées avec des appareils dits de « servicing » qui sont en fait des appareils de forage légers et qui permettent de remonter l'équipement après avoir contrôlé le puits [9].

II.6.3.1. Interventions légères :

C'est les procédés de base d'intervention sur les puits.

Elles sont réalisées principalement au câble d'acier (Wire Line), grâce à cette technique simple, on peut travailler dans le puits, sans le tuer, sous pression, et sans arrêter la production. L'équipement étant très léger, il est donc très mobile, rapide d'exécution et seulement mis en œuvre par 2 ou 3 personnes, d'où des économies d'argent.

C'est une technique qui permet de descendre, placer ou repêcher dans le 'Tubing' les outils et instruments de mesure [10].

Cette technique permet de réaliser principalement :

- Le contrôle et nettoyage du tubing ou du fond du puits,
- La prise de mesure et d'échantillons de fluide,
- La mise en place d'outils liés aux opérations de complétion [9].

II.6.3.2. Interventions semi lourdes :

Les opérations réalisables au câble sont limitées par

- l'impossibilité de circuler un fluide,
- l'impossibilité de faire tourner l'outil descendu dans le puits,
- la faible résistance à la traction du câble [9].

Les deux, techniques qui suivent permettent de compenser ces lacunes.

II.6.3.2.1. Le Coiled Tubing :

Une unité de « Coiled Tubing » est constituée d'un tube métallique continu de $\frac{3}{4}$ à $1\frac{1}{2}$ Enroulé sur une bobine (Coil) qui peut d'être descendu ou remonté dans un puits en pression. Pour ce faire, le tube, muni en son extrémité d'un clapet anti-retour (du moins en général), est manœuvré par un injecteur au travers d'un système d'étanchéité (BOP). Sa mise en œuvre nécessite une équipe spécialisée d'au moins trois personnes [10].



Figure 12 : Unité de coiled tubing.

Il est plus particulièrement utilisé pour :

- Alléger la colonne hydrostatique avant d'effectuer des perforations en dépression ;
- Démarrer après stimulation un puits éruptif en circulant un liquide léger ou en injectant de l'azote ;
- Réaliser un 'Gas Lift' temporaire pour pratiquer un essai en attendant une reprise de puits ;
- nettoyer le tubing (sable, sel, paraffines, hydrates, . . .) par circulation d'un fluide adapté (eau, saumure, huile chaude, alcool, ...). [9].

II.6.3.2.2. Le Snubbing :

Comme, pour le coiled tubing, le « snubbing » permet de descendre dans un puits en pression une tubulaire munie à son extrémité d'un clapet anti-retour en utilisant un dispositif de manœuvre et un système d'étanchéité approprié.

Mais au lieu d'utiliser un tube enroulé sur un tambour, on utilise des tubes de type « tubing » que l'on raccorde classiquement par vissage les uns aux autres au fur et à mesure que l'on descend dans le puits [9].

Il permet d'utiliser des tubes de diamètre supérieur au tube enroulé du « Coiled Tubing ». Une unité de snubbing se compose essentiellement :

- D'un dispositif de manœuvre des tubes,
- D'un dispositif de sécurité en tête de puits,
- D'une centrale hydraulique [9].



Figure 13 : Unité de snubbing.

L'unité de snubbing offre une meilleure capacité de débit, une meilleure résistance à la traction et une meilleure capacité de rotation ainsi que la possibilité de mettre du poids sur l'outil.

Par contre la manœuvre est plus longue qu'au coiled tubing du fait de la nécessité de visser les tubes et de faire passer les raccords des tubes à travers le système d'étanchéité en tête de puits.

La mise en œuvre d'une telle unité requiert du personnel spécialisé comprenant en général un chef d'unité et trois ou quatre personnes par équipe [9].

Elle est plus particulièrement utilisée pour :

- Effectuer des circulations à débit plus élevé (ce qui peut compenser les manœuvres plus longues).
- Nettoyer des dépôts durs nécessitant de mettre du poids sur l'outil.
- Poser des bouchons de ciment.
- Faire des forages légers (de bouchons de ciment par exemple).
- Effectuer des repêchages.
- Mettre en place un « Tubing » permanent pour l'injection d'inhibiteur de 'Gas Lift' [10].

II.6.3.3. Interventions lourdes :

Pour certaines interventions sur puits, en particulier quand il est nécessaire de remonter le tubing et son équipement, il faut "tuer" le puits préalablement, c'est-à-dire, remettre en place dans le puits un fluide de contrôle exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. On peut alors travailler puits "ouvert" et sans pression en tête [9].

On peut utiliser des unités légères dites unités de servicing ou des unités de pulling. Ce sont des appareils mobiles, légers, de mise en place rapide sur la tête de puits et principalement destinés à manipuler (monter ou descendre) des tiges de pompage ou des tubings, et ce à des profondeurs n'excédant généralement pas 2 000 ou 2500 m. A la limite ce peut être de simples grues.

On utilise aussi des unités plus importantes, "comparables" à des appareils de forage et appelées classiquement appareils de "work-over" ; ils peuvent être de type léger, moyen ou lourd [9].

Quelle qu'elle soit, l'unité doit être dotée d'un équipement approprié et spécialisé permettant de réaliser des interventions dans les meilleures conditions de sécurité et d'efficacité, et en particulier :

- Un dispositif de sécurité en tête de puits (BOP).
- Des pompes haute pression, de bacs de stockage.
- Du matériel de levage, vissage etc....
- Du matériel de travail au câble [9].

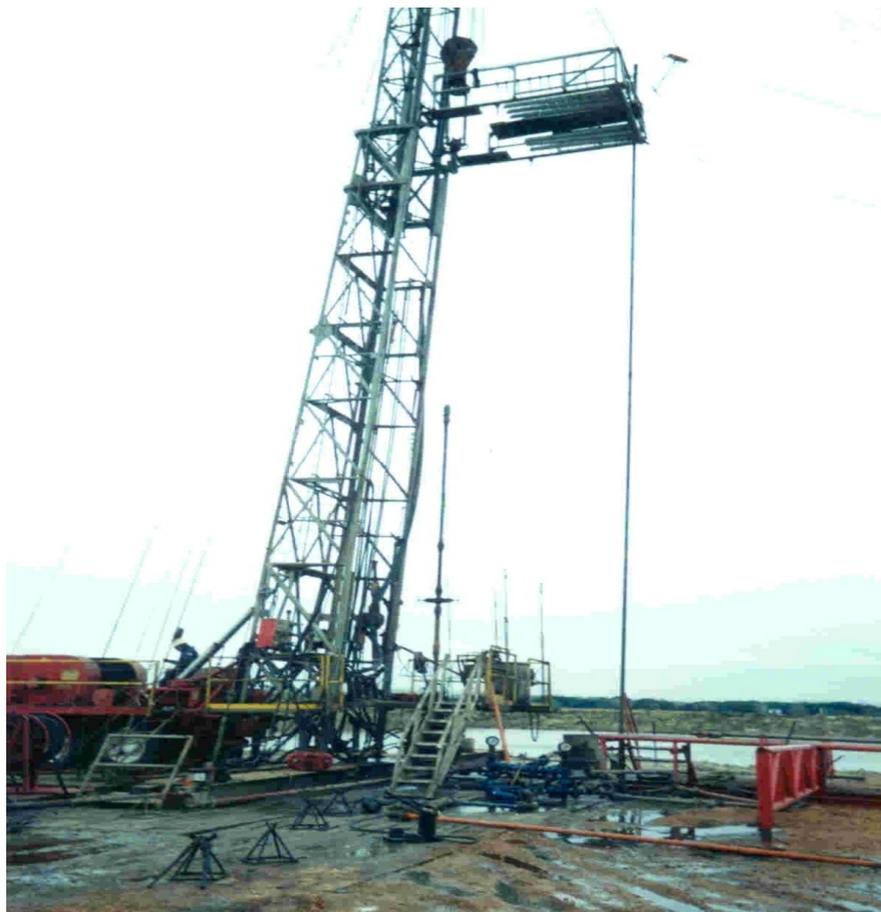


Figure 14 : unité de work over.

Chapitre III

Types et analyses des endommagements

III.1. Introduction :

Il arrive un moment dans la vie d'exploitation d'un gisement ou on remarque une nette diminution de la production des puits ; ce phénomène est dû soit à une déplétion naturelle de la pression du réservoir, soit à un endommagement de la formation qui s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif [8].

III.2. Signification de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface [8].

III.3. Localisation de l'endommagement :

La localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits est usuellement décomposée en trois zones [11]:

- **Le Cake externe (Zone 1) :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation). . Son élimination est en général aisée, et peut se faire mécaniquement par grattage, lavage et éventuellement par l'écoulement provoqué par la mise en production, ou bien par voie chimique (phosphates, lavages aux solvants ou aux acides...).
- **Le cake interne (Zone 2) :** cette zone débute à la paroi est constitué de fines particules solides entraînées dans la formation, provenant de la boue, du ciment et des fluides décomplétions. Cette invasion peut rendre cette zone très peu perméable dans les deux sens de circulation des fluides.
- **La zone envahie (zone 3) :** cette zone se trouve au-delà du cake interne. Cette partie du réservoir balayée par les filtrats, trouve son état initial perturbé. On peut constater dans cette zone un changement de mouillabilité, une formation d'émulsions, des précipitations diverses ou un gonflement et/ou délitage des argiles.

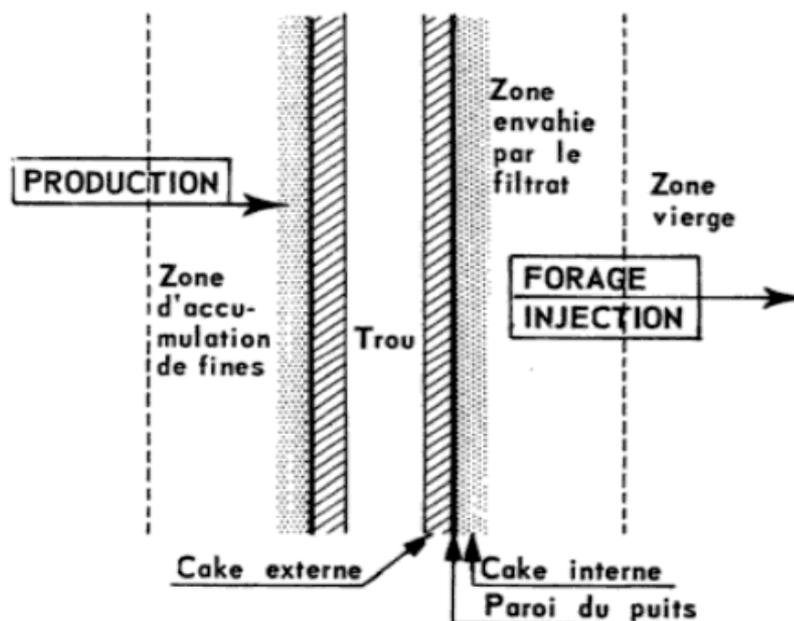


Figure 15 : Localisation du colmatage.

III.4. Les endommagements les plus fréquents :

III.4.1. Dépôts de fines particules :

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent il se produit la migration de fines particules (des argiles, des sables...) qui s'accumulent pour obstruer les pores. Cette accumulation est due à la mise en mouvement et au transport de particules par l'écoulement. Elle est donc dépendante du débit d'injection [12].

III.4.2. Dépôts de minéraux (inorganiques) :

Des dépôts inorganiques créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. Parmi ses minéraux on peut citer [12]:

- Les carbonates de calcium : CaCO_3 .
- Les sulfates: $\text{BaSO}_4\text{-H}_2\text{O}$ (Sulfate de baryum Hydrate), BaSO_4 (Sulfate de Baryum), SrSO_4 (Sulfate de Strontium).
- Le chlorure de sodium : NaCl ;
- Les produits de corrosion du fer : FeS (Sulfure de Fer), Fe_2O_3 (Oxyde de Fer), FeCO_3 (Carbonate de Fer).

III.4.3. Dépôts organiques : pour lesquels on distingue deux catégories :

- Des dépôts de paraffines qui apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température, par exemple lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. Le seul moyen de dissoudre la paraffine est d'élever la température de la formation au-dessus de sa valeur d'origine, ce qui est techniquement difficile [12].
- Des dépôts d'asphaltènes sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides aux pH extrêmes. Par conséquent, l'acidification peut engendrer ce type d'endommagement. Un moyen de limiter ce dépôt est d'utiliser des solvants aromatiques tels que le xylène [12].

III.5. Détection de l'endommagement :

Avant de procéder à tous type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de productions et/ou d'injection, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude va nous permettre non seulement de connaître les caractéristiques d'un endommagement mais permet aussi d'identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée [11].

III.6. Notion de skin :

III.6.1. Définition :

Le skin « **S** » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toute fois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits [13].

Le Pseudo-Skin est un facteur sans dimension -déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_s) localisée aux abords du puits [13].

Cette perte de charge est donnée par la formule suivante :

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu S}{2\pi KH}$$

Avec :

Q est le débit entre le puits et la formation, K la perméabilité initiale de la formation, μ est la viscosité du fluide utilisé, la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit et S le Skin [8].

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée.
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

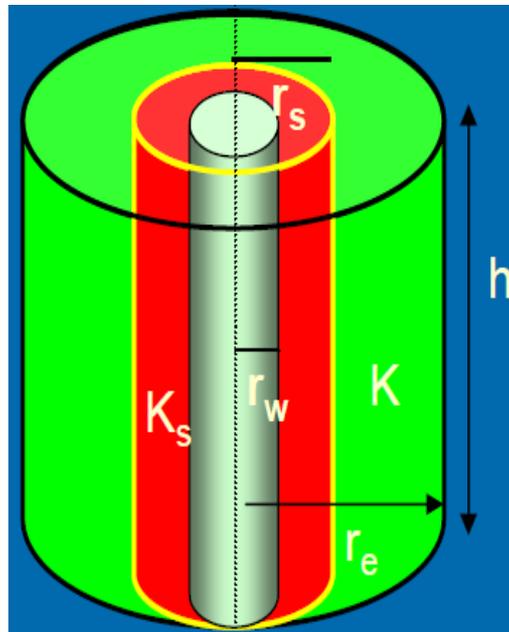
III.6.2. Origines de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importantes sont [4] :

- aux opérations de forage: boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptés.
- à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert).
- à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou.
- à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits).

III.6.3. Effet de skin sur la perméabilité :

Si l'on souhaite exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement et de la perméabilité de la zone endommagée K_s , on utilise la relation suivante [13]:



$$S = \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Avec :

S: Skin.

K: Perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

K_s : Perméabilité de la zone endommagée.

r_s : Rayon de la zone endommagée.

r_w : Rayon du puits.

- Si :**
- $S=0$: Correspond à un puits non endommagé ($K=K_s$).
 - $S<0$: la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine.
 - $S>0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) [8].

III.6.4. Effet de skin sur la productivité :

- **Indice ou index de Productivité** : L'indice de Productivité (IP) est défini comme le débit liquide divisé par la différence de pression entre la pression statique du réservoir et la pression de fond en débit (en face des perforations). Il est fortement lié à la perméabilité et au skin [8].

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

Avec :

Q : Débit du fluide (m³/Jour).

P_g : Pression du gisement (bar).

P_f : pression de fond du puits (bar).

Cette formule est utilisable lorsque la pression du réservoir est supérieure à la pression de bulle de l'effluent dans les conditions de fond.

En fait, l'indice de productivité réel (IP) peut être comparé à l'indice de productivité théorique (IP_{th}) d'un puits vertical au niveau de la couche qui aurait été foré de manière idéale, c'est-à-dire sans avoir perturbé les caractéristiques du réservoir aux abords du trou (en particulier la perméabilité) et pour lequel la communication entre le réservoir et l'intérieur du puits se ferait sans restriction [8].

$$IP_{th} = \frac{HK}{\mu \ln R/a}$$

Avec :

: coefficient numérique fonction des unités utilisées.

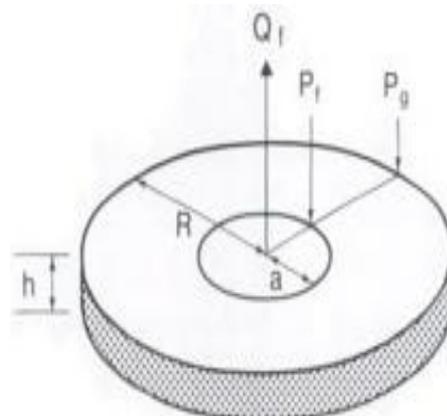
H : hauteur du réservoir.

K : perméabilité du réservoir.

μ : viscosité du fluide contenu dans le réservoir.

R : rayon de drainage du puits.

a : rayon du puits foré.



En ce qui concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits (effet de puits) est regroupé sous forme du terme « S » (skin factor) de la manière suivante [8]:

$$IP = \frac{HK}{\mu \left(\ln \frac{R}{a} + S \right)}$$

On définit aussi le rendement d'écoulement (Re) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique que donnerait le puits « idéal » dans les mêmes conditions de pression de fond :

$$Re = \frac{Q}{Q_{th}} = \frac{IP}{IP_{th}} = \frac{\ln \frac{R}{a}}{\left(\ln \frac{R}{a} + S \right)}$$

En pratique $\ln R/a$ est souvent compris entre 7 et 8, d'où la forme simplifiée (toujours dans le cas des hypothèses de départ) :

$$Re = \frac{IP}{IP_{th}} = \frac{7}{7+S} \approx \frac{8}{8+S}$$

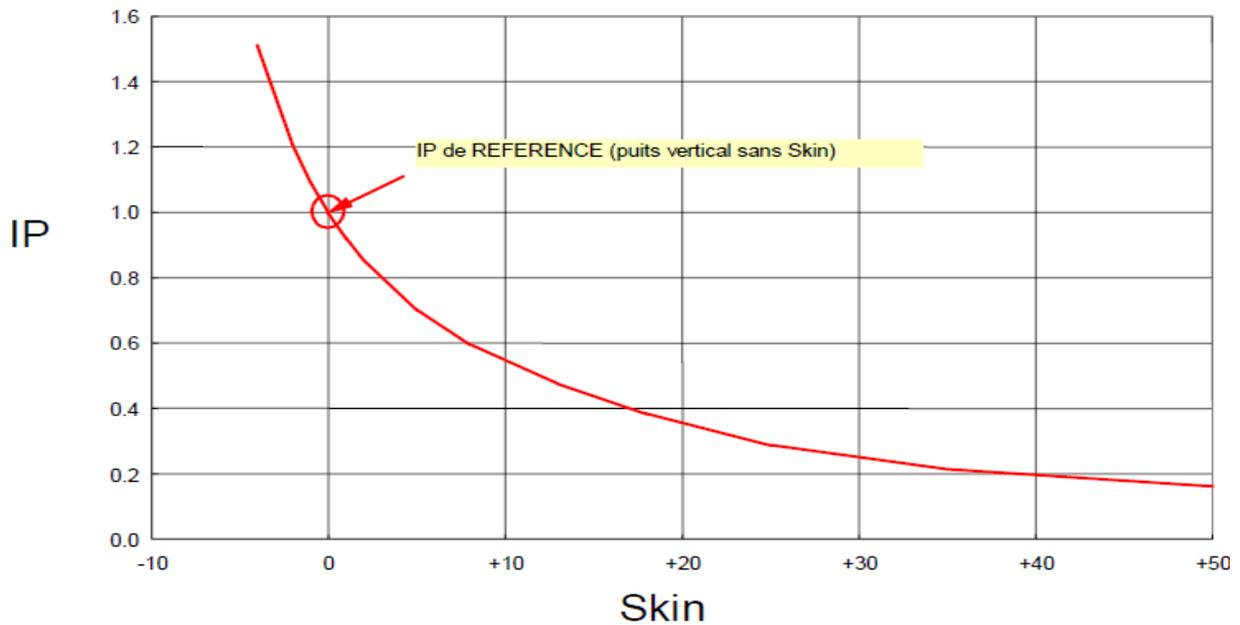


Figure 16 : Valeurs de skin.

Remarque :

Un skin de 7 à 8 correspond donc à une capacité de débit diminuée de moitié.

Un skin de 14 à 16 correspond donc à une capacité de débit diminuée des deux tiers.

Inversement, un skin de -3,5 à -4 (suite à une stimulation par exemple) correspond à une capacité de débit multipliée par deux [8].

Chapitre IV

Chimie de l'acidification

IV.1. Introduction :

Les données de productivité ayant montré la nécessité d'un traitement d'acidification, il faut maintenant en établir le programme. Celui-ci tiendra compte de divers éléments (données de réservoir, données de laboratoire), mais les grandes lignes du traitement d'écouleront du comportement des acides en présence de la roche réservoir et des fluides de saturation. En effet, le choix des acides et des additifs ainsi que leur concentration est en grande partie dicté par la nature minéralogique des roches que l'on cherche à solubiliser pour améliorer les propriétés d'écoulement et par les propriétés physico-chimiques de l'huile en place. On abordera successivement [11] :

- Les différents types de roches susceptibles de renfermer des hydrocarbures ;
- La classification des acides employés sur le chantier ;
- Les diverses réactions chimiques qui se produisent entre les acides et les minéraux ;
- Le rôle et les propriétés des divers additifs utilisés dans l'acidification.

IV.2. Les roches réservoirs :

Si l'on exclut les évaporites et certaines roches volcaniques et métamorphiques qui totalisent moins de 1% des réserves mondiales, on peut distinguer deux types principaux de roches réservoirs [14] :

- Les roches détritiques, sables et grés, qui renferment environ 60% des réserves mondiales ;
- Les roches carbonatées, calcaires et dolomies, qui représentent le reste.

IV.2.1. Les roches gréseuses :

Elles résultent de l'accumulation d'éléments d'érosion sédimentés sur place ou transportés sous l'action d'agents divers, et cimentés ou non après dépôt.

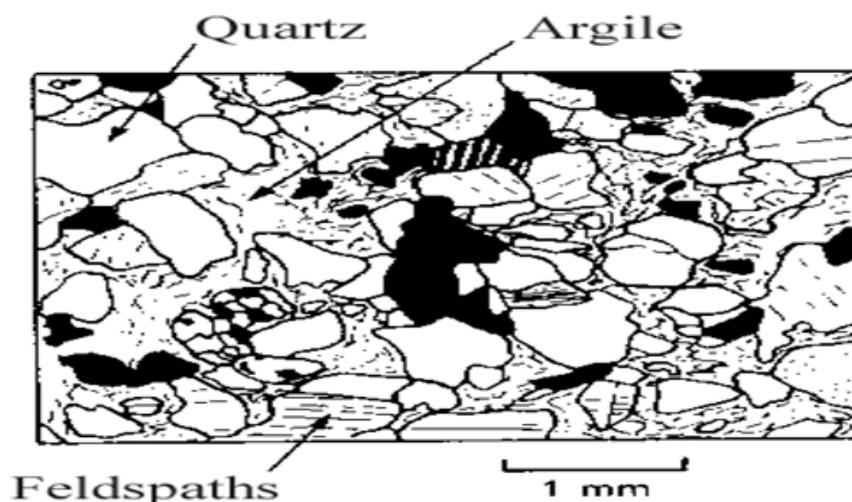


Figure 17 : composition roche gréseuse.

D'un point de vue minéralogique, l'élément dominant est le quartz qui représente souvent plus de 2/3 de la roche. Ce quartz est généralement accompagné d'autres minéraux parmi lesquels les plus courants sont les silico-aluminates. Ceux-ci peuvent être divisés en deux groupes [14] :

- Les phyllo-silicates : argiles et micas ;
- Les tecto-silicates, auxquels appartiennent les feldspaths (l'albite ($\text{Na Al Si}_3\text{O}_8$), le microcline ($\text{K Al Si}_3\text{O}_8$) et l'anorthite ($\text{Ca Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8$)).

D'autres minéraux, présents généralement en plus faibles concentrations, accompagnent le quartz, les argiles et les feldspaths. Citons [14]:

- Les carbonates : calcite (Ca CO_3), sidérite (Fe CO_3) et la dolomite ($\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$) ;
- La pyrite (Fe S_2) ;
- L'anhydrite (CaSO_4).

IV.2.1.1. Quelques caractères des roches gréseuses :

La recherche de l'efficacité optimale d'une stimulation chimique requiert en particulier une bonne connaissance du milieu à traiter, non seulement en ce qui concerne la nature et la teneur des minéraux qui la constituent, mais aussi leur distribution dans la matrice et leur accessibilité aux fluides de stimulation. Diverses méthodes de caractérisation peuvent être préconisées [11] :

- **La diffraction X** : qui permet l'identification des minéraux et leur évaluation quantitative ; par extension, cette méthode peut être employée pour apprécier les réactivités comparées des minéraux en respectant leur distribution et leur localisation au sein de la matrice gréseuse.
- **Les lames minces** : dont l'examen fournit des indications sur l'origine et la quantité de la cimentation des grains ;
- **L'analyse chimique élémentaire** : qui porte sur la détermination des éléments chimiques majeurs : silicium, aluminium, fer, calcium et le magnésium.

L'application de ces méthodes conduit à une appréciation de l'aptitude du milieu à la solubilisation par les acides.

Parmi les facteurs qui sont en relation directe avec cette aptitude, citons :

- **La répartition des minéraux** : en particulier, la localisation d'argile dans certains pores ou de carbonates en amas disséminés est une disposition favorable dans la mesure où on crée une porosité supplémentaire par la solubilisation ;
- **La nature des ciments des grains** : ciment siliceux, les origines de la silice étant diverses (dissolution partielle des gains de quartz, dépôt lors des circulations des fluides, décomposition des feldspaths) ; ciment carbonaté sous forme de calcite ou dolomie, et formé au cours de précipitations et dissolutions sélectives ou de la circulation d'eaux carbonatées ; ciment argileux, d'origine détritique ou de néo-formulation. Son identification est indispensable en particulier pour définir le bouchon de tête (circulation d'acide chlorhydrique pour solubiliser un ciment carbonaté) ou la concentration des acides : une concentration élevée peut conduire à la perte des propriétés mécaniques par disparition totale de la cimentation de la roche [11] ;

- **La surface spécifique des minéraux** : cet aspect est essentiel et explique la grande réactivité des minéraux stratifiés argileux ; à titre indicatif, on peut citer les ordres de grandeurs suivants des surfaces spécifiques : quartz (quelques cm^2/g), feldspaths (du l'ordre du m^2/g) et les argiles (quelques dizaines à quelques centaines de m^2/g). Il faut cependant remarquer que ces surfaces ne sont pas celles entrant réellement en contact avec les acides, et ceci pour différentes raisons : présence d'huile dans les différents pores de la matrice, ciment recouvrent les grains ; l'addition de tensio-actif a en particulier pour objet d'améliorer le contact entre la roche et l'acide, c'est-à-dire l'accessibilité aux fluides de stimulation [11].

IV.2.2. Les roches carbonatées :

Ce sont des roches sédimentaires constituées pour leur plus grand part des minéraux carbonatés dont les principaux représentants sont : la calcite (Ca CO_3) et la dolomite ($\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$) [14].

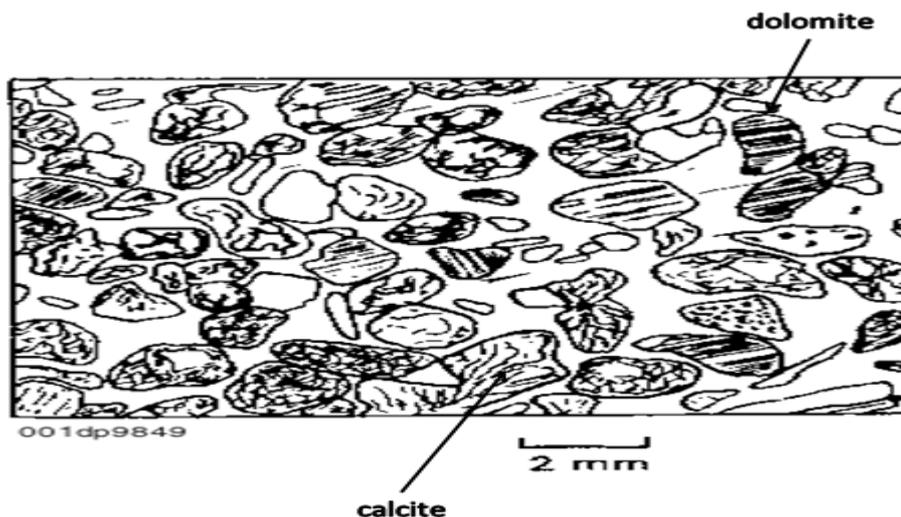


Figure 18 : roche carbonatée.

Leur formation résulte d'actions variées qui rendent difficile toute classification. On peut citer [14]:

- Les précipitations chimiques et les dissolutions, fonction des conditions locales de pression, de température, de concentration de gaz carbonique,...

- Les précipitations biochimiques qui conduisent à des calcaires construits à partir des débris d'organisme ;
- Les modifications minéralogiques provoquées par la circulation des eaux chargées en magnésium ou en silice (phénomène de dolomitisation).

Ces différents processus conduisent à des caractères pétro-physique complexe. Si on reconnaît, comme pour les roches gréseuses, une porosité et géologie, perméabilité primaire acquises dès la sédimentation, on définit en géologie, par référence aux caractères actuels, une perméabilité et une porosité secondaires résultant des phénomènes de dissolution, de dolomitisation et de fissuration auxquels sont soumises les roches carbonatées. Les vides supplémentaires qui peuvent être ainsi apportés au sédiment initial se classent en trois catégories [11]:

- Les ouvertures et les vides de dissolution en relation avec les circulations d'eau ; on sait en particulier que la solubilité du carbonate de calcium est nettement augmentée lorsque l'eau est chargée en gaz carbonique, ceci par suite du déplacement des équilibres chimiques régissant les concentrations des espèces en solutions ;
- Les vides produits lors du processus de dolomitisation, c'est-à-dire la substitution dans le réseau cristallin d'une partie des ions calcium par des ions magnésium, substitution s'accompagnant d'une concentration sensible du volume solide ;
- Les fissures et les fractures qui constituent dans certains réservoirs carbonatés la totalité de la porosité utile.

En ce qui concerne les surfaces des roches carbonatées, elles seront de l'ordre du dm^2/g ou du m^2/g pour les roches calcaréo-dolomitiques, plus élevées pour les roches calcaréo-argileuses dont la surfaces spécifiques réelles seront fonction, entre autres choses, de l'importance de la fonction argileuse et sont accessibilité aux fluides [11].

A titre indicatif, on peut donner un ordre de grandeur des surfaces spécifiques mesurées par adsorption d'azote de roches pétrolières d'origines diverses :

- Pour des carbonates : 0,05 à 0,5 m^2/g ;
- Pour des grés : 0,8 à 6 m^2/g .

IV.3. Les acides :

Les solutions acides conçues pour la stimulation chimique des réservoirs ont des compositions très diverses car elles doivent être adaptés aux types de l'endommagement à traiter, aux propriétés pétro-physique et minéralogiques du terrain, aux conditions de température et de pression au fond du puits [15].

On peut cependant proposer une classification des acides établie en considérant l'espèce chimique qui participe réellement aux diverses réactions.

On distingue ainsi :

- Les acides protoniques : qui agissent par la concentration en ion H^+ : à ce groupe appartiennent les acides forts, totalement dissociés, dont l'exemple est l'acide chlorhydrique [15]:



Et les acides faibles, partiellement dissociés, essentiellement des acides organiques : acétique, formique, ...



L'équilibre étant caractérisé par la constante d'équilibre K ;

- L'acide fluorhydrique HF : acide faible peu dissocié, dont l'espèce active serait la molécule et non le proton H^+ .

Ces acides sont utilisés seuls ou en mélange, à des concentrations très variables et additionnés des additifs.

Signalons qu'en pratique on n'utilise pas l'acide fluorhydrique mais le bifluorure d'ammonium (NH_4F) qui, par dissolution dans une solution aqueuse d'acide chlorhydrique, libère l'acide fluorhydrique [15].

Chapitre IV : Chimie de l'acidification

Types d'acide	composition chimique	Utilisation principales	Dénomination Commerciales	
			Dowell	Haliburton
<ul style="list-style-type: none"> . Acide chlorhydrique inhibé . Acide chlorhydrique intensifié 	<ul style="list-style-type: none"> . HCl 15% . HCl a concentration élevée (28% environ) . 1/2% HF dans HCl à 15% 	<ul style="list-style-type: none"> . Acidification de formations calcaires . Acidification des formations dolomitiques 	<ul style="list-style-type: none"> . 15X . X ACID Super acid . Intensified acid Dowell XX 	<ul style="list-style-type: none"> . Regular acid . Concentration acid . Fourni sur commande
<ul style="list-style-type: none"> . Mélange HCL+HF . SGMA . acid clay 	<ul style="list-style-type: none"> . 12% HCl-3% HF . 12% HCl+6% HF . 12% HCl+10% HF . Mélange de formiate de méthyle et de bi fluorure d'ammonium 	<ul style="list-style-type: none"> . Acidification des formations gréseuses . Par formation in situ d'acide fluorhydrique pour traitement en profondeurs des formations gréseuses . Acide retardé pour traitement en profondeurs des formations gréseuses et stabilisations des silicates 	<ul style="list-style-type: none"> . Regular acid . Super acid . Ultra acid . SGMA . acid clay 	<ul style="list-style-type: none"> . Regular HF acid . Double strength HF . Fourni sur commande . SGMA . Pas équivalent
<ul style="list-style-type: none"> . Acides en solution dans l'alcool 	<ul style="list-style-type: none"> . 15% HCL dans une solution à 60-70% en volume d'alcool . Mélange HCL+HF dans une solution à 50-80% en volume d'alcool 	<ul style="list-style-type: none"> . Amélioration le dégorgeement et la mise en production rapide des puits à gaz . Acide retardé pour traitement en profondeurs des formations gréseuses et stabilisations des silicates 	<ul style="list-style-type: none"> . Dowell gas well acid . Dowell gas 	<ul style="list-style-type: none"> . Pas equivalent . Pas equivalent

. Mélange acide chlorhydrique et tensioactifs	. Mélange acide chlorhydrique et tensioactifs	. Dispersion et mise en suspension de boue. . Etape préliminaire dans certain traitement de fracturation et d'injection . Pénétration de l'acide dans la formation facilité	. BDA(break down acid) .tensioactif :F38 . MSR(mud silt remover) brevet dowell (possibilité d'utilisation avec mud acid)	. MCA(med clean up agent), .tensionactif : MORFLOIII . Pas equivalent
. Emulsions solvants dans l'acide	. Différents acides et solvants aromatiques peuvent être utilisés	. Dissolution simultanée de certains minéraux et des dépôts organiques	.Dad (dowell acid dispersion)	. Pad (paragonacid dispersion).
.émulsion acides dans l'huile	. HCl dans kérosène ou gazole	. pour traitement en profondeur de la formation	. PAE (pad acide mulsion) avec HCl à 15%. . super X émulsion (Emulsion avec HCl concentré).	. HV 60 avec HCl a 15%

Tableau 3 : les acides utilisés dans l'acidification [11].

IV.4. Schémas réactionnels :

Le choix de l'acide est lié à la nature minéralogique des constituants à éliminer. D'une manière générale, les acides protoniques (HCl et acides organiques) sont destinés à l'attaque des minéraux carbonatés ; l'acide fluorhydrique par contre est le seul acide efficace pour la solubilisation de la silice et des silico-aluminates [11].

IV.4.1. Roches gréseuses :

Ainsi qu'il a été dit plus haut, les réservoirs gréseux sont constitués pour l'essentielle de quartz, d'argile et de feldspaths. Ces minéraux sont susceptibles d'entrer en réaction avec l'acide fluorhydrique en donnant lieu à un ensemble d'équilibres chimiques qui traduisent le caractère complexant du fluor vis-à-vis du silicium et d'aluminium [14].

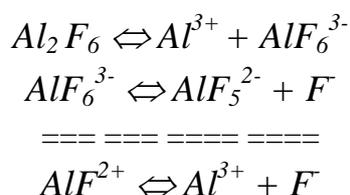
IV.4.1.1. Réactions chimiques :

Le cas le plus simple est celui de l'attaque de la silice : on a montré que le schéma réactionnel se réduit à l'équation suivante [15]:



La silice est donc solubilisée sous forme d'acide fluosilicique, les autres équilibres n'ayant habituellement qu'un rôle négligeable. Il se forme cependant de la silice amorphe lorsque l'acide fluorhydrique est totalement épuisé.

L'attaque des argiles et feldspaths, et d'une manière générale des silicoaluminates, est beaucoup plus complexe car elle fait intervenir des équilibres supplémentaires entre le fluor et l'aluminium [15]:



Auxquels il faut ajouter les équilibres de précipitation de fluosilicates de potassium et de sodium.

Sur le plan cinétique, on distingue deux phases [11]:

- Tout d'abord une dissolution uniforme de réseau cristallin du minéral jusqu'à la saturation de la solution de silice ;
- Ensuite la dissolution sélective de l'aluminium avec précipitation simultanée de silice colloïdale ; cette seconde étape ne se produit que lorsque l'acide fluorhydrique est presque épuisé.

IV.4.1.2. Conséquences pratiques du processus de solubilisation :

Chaque minéral peut être caractérisé par sa réactivité chimique aux acides : Celle-ci se définit rigoureusement par la constante de vitesse j de la réaction d'attaque. Il est donc nécessaire de faire une étude cinétique pour chaque minéral. Ceci ne présente pas de difficulté pour la silice amorphe ou cristalline ; le problème est plus difficile pour les silicoaluminates puisque réactif et produits de réaction sont impliqués dans un ensemble d'équilibres chimiques. On peut cependant définir une échelle de réactivité en suivant en fonction du

temps la concentration en solution d'un ion caractéristique. Les minéraux se classent dans l'ordre décroissant suivant : argiles (montmorillonite puis kaolinite), feldspaths, silice amorphe, quartz, ce qui traduit en partie le classement des surfaces spécifiques.

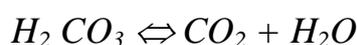
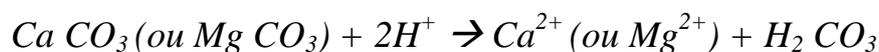
En corollaire, les vitesses de solubilisation de la silice sont trop faibles aux températures de gisement pour que la stimulation d'une matrice purement siliceuse présente de l'intérêt. En des revanche, la solubilisation des feldspaths et des argiles peut conduire à des gains spectaculaires de perméabilité, surtout lorsque ces minéraux sont localisés dans certains pores de la matrice ; colmatages temporaires par entraînement et blocage des particules solides aux étranglements de pores peuvent cependant être constatés si ces minéraux constituent le ciment des gains de quartz. Tout ceci souligne la nécessité d'avoir une bonne connaissance de la pétrographie de la formation : identification et localisation des minéraux, nature et qualité de la cimentation, tout renseignement tiré de l'examen des lames minces et des diagrammes de diffraction X. un des points essentiel pour la réussite du traitement de stimulation est l'indentification de la cause de l'endommagement, ce qui n'est pas un problème facile. Mais il est certain qu'une grande réactivité du milieu est un élément positif pour l'amélioration des caractéristiques pétro physiques aux abords du puits. D'où l'intérêt des études dynamiques (courbes de réponse à l'acide) pour optimiser l'acidification (choix de la concentration en réactif, du débit, du volume injecté) et évaluer l'effet des réactions secondaires (formation de fluosilicates insolubles, précipitation de silice amorphe) ces réactions intervenant lorsqu'on opère avec une concentration élevée en acide fluorhydrique dans des milieux de grande réactivité. Les quantités dissoutes sont fonction de la nature du minéral et de la concentration de l'acide ; on peut citer les chiffres suivants [11] :

- 1m^3 de solution à 4% HF-11% HCl peut dissoudre 20 kg de silice ou 30 à 60 kg d'argile.
- 1m^3 d'acide chlorhydrique à 15 % dissout 180 kg de calcite.

IV.4.2. Les roches carbonatées :

IV.4.2.1. Réactions chimiques :

Par comparaison avec la chimie des réservoirs gréseux, le système est ici beaucoup plus simple puisqu'il se résume pratiquement aux réactions suivantes [15] :



L'action de l'acide consiste donc en une solubilisation du minéral, calcite, dolomite ou dolomie sous forme de sel de calcium ou de magnésium avec production d'acide carbonique.

Pour une température donnée et une concentration donnée en acide chlorhydrique initial, donc en $H_2 CO_3$ en solution, il existe une pression P_0 en-dessous de laquelle il y a apparition d'une phase gazeuse CO_2 : cette pression appelée pression d'équilibre, correspond à la limite de solubilité de CO_2 en phase liquide ; P_0 est fonction de la concentration initiale en acide et de la température.

Dans le système réel, la pression est imposée, c'est la pression du gisement P . On distingue alors deux domaines :

$P \leq P_0$: création d'une phase gazeuse

$P > P_0$: pas de phase gazeuse

La cinétique d'attaque est dépendante de la pression seulement dans le domaine où la phase gazeuse existe ; au-delà la pression n'a plus d'influence sur la vitesse d'attaque.

IV.4.2.2. Conséquences du processus de solubilisation :

Avec des acides concentrés, la pression d'équilibre est élevée ; il y aura donc création d'une phase gazeuse qui entraînera, au moins temporairement, une réduction de la perméabilité relative à l'huile (cas des puits à huile) ; cet effet disparaît progressivement après la remise en production du puits.

Sur le plan cinétique, les vitesses de réaction sont grandes, et la solubilisation est d'autant plus rapide que la température est élevée : d'où la nécessité de réduire ces vitesses lors du traitement des puits profonds de manière à améliorer la pénétration de l'acide ; divers moyens peuvent être envisagés : utilisation de mélange d'acide chlorhydrique et d'acide organiques,

ces dernier présentant des vitesses de réaction plus faible, utilisation d'émulsions d'acide et d'huile, refroidissement préalable du tubing et parfois de la formation [11].

IV.5. Les additifs :

Leur emploi correspond à un double objectif : améliorer l'efficacité proprement dite de la stimulation, diminuer les effets secondaire néfaste.

D'une manière générale, les solutions acides ne sont pas utilisées sans additif, ne serait-ce qu'en raison de leur agressivité vis-à-vis des équipements du puits. Le choix des additifs résulte en principe d'essais de laboratoire et de la considération d'éléments propres à l'opération : température de la formation, nature du puits (à huile ou à gaz), type de complétion. On distinguera [8] :

- Les inhibiteurs de corrosion ;
- Les agents de contrôle du fer ;
- Les dés émulsifiants et antisludges ;
- Les réducteurs de tension superficielle et inter faciale ;
- Les colmatant sélectifs.

IV.5.1. 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 et de la concentration de l'acide, du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal. Dans la pratique sont surtout utilisés [8] :

- Les alcools insaturés ;
- Les dérivés organiques azotés (sels d'ammonium quaternaire, par exemple).

Le tableau ci-dessous, nous donne la dénomination commerciale des inhibiteurs de corrosion utilisé dans l'acidification :

Type général et Composition chimique	Utilisation principales	Dénomination commerciales	
		Dowell	Halliburton
Inhibiteur à base de composé de l'arsenic	Inhibiteur de corrosion pour acides minéraux	Nom utilisés	Voire interdits
Mélange de composés azotés et acétyléniques	. inhibiteur de corrosion pour acides minéraux	A200 (+A201)	HAI-50 HAI-75
	. inhibiteur de corrosion en milieu sulfuré	A200 (+A201)	HAI-50 OU HAI 75
	. inhibiteur de corrosion à usage spéciaux - Clay acid - Acide EGMBE	A166 A166 A186	HAI-75 MSA inhibitor Hlx-125
Inhibiteur ne comportant pas de tensioactifs	Pour éviter les problèmes d'émulsion	A109	Hlx-125

Tableau 4 : inhibiteur de corrosion [11].

IV.5.2. Agents de contrôle du fer :

L'origine du fer est double : il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les tubings, vannes,... soit des minéraux de la formation (pyrite FeS_2 , sidérite FeCO_3 , hématite Fe_2O_3) solubilisés au cours de l'injection. Le fer existe essentiellement sous deux états ioniques : Fe^{++} dans des conditions anaérobies, Fe^{+++} en milieu oxydant ; les diverses combinaisons chimique dans lesquelles est engagé le fer sont généralement très solubles dans les acides, quel que soit l'état d'oxydation [11].

Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque les solutions acides injectées sont épuisées, c'est-à-dire lorsque le pH remonte vers neutralité : la concentration maximale de Fe^{2+} et Fe^{3+} en solution est alors dictée par le produit de solubilité des hydroxydes.

Il apparaît que les dommages causé par la précipitation des composés du fer sont dus surtout à la forme ferrique Fe^{3+} dont la précipitation sous forme d'hydroxyde survient pour des pH compris entre 2 et 3 ; la forme Fe^{2+} ne précipite qu'au-delà de la neutralité.

Le problème est abordé en recherchant des agents chimiques (séquestrant) qui forment, par complexion des ions ferreux et ferriques, des combinaisons solubles. Divers séquestrant sont proposés [11]:

- Les acides lacétique, citrique, gluconique, acétique ;
- Les sels de sodium de l'EDTA (acide éthylène diamine tétracétique) et du NTA (acide nitrilo triacétique).

Le choix du produit et de sa concentration est fonction de la température de la formation, du temps de réaction de l'acide, de la nature des dépôts, de la teneur en fer des minéraux de la formation.

IV.5.3. Les désémulsifiants et antisludges :

On a groupé sous la même rubrique les additifs destinés à briser les émulsions eau-huile et à éviter la formation de sludges, car les produits commerciaux proposés ont généralement une efficacité sur les deux phénomènes qui sont d'ailleurs souvent concomitants [11].

La formation d'émulsions est provoquée par la présence dans le brut de composés polaires, ayant des propriétés tensioactives, qui favorisent la stabilisation des phases dispersés ; le rôle des particules solides provenant de l'attaque acide sur la stabilisation des émulsions a, par ailleurs, été largement reconnu [8].

Le sludge est constitué d'un mélange d'asphaltènes, de résines, de cires paraffiniques et hydrocarbures a haute poids moléculaire qui, originellement présents dans le brut, sont flocculés par les acides et précipités aux interfaces eau-huile [8].

Les additifs utilisés pour éviter ces phénomènes de sludges et d'émulsions sont :

- Des mélanges de tensioactifs anioniques et non ioniques (alkylphénols) ;
- Des solvants du type aromatique.

IV.5.4. Les réducteurs de tension superficielle et interfaciale :

Ils ont pour objet d'améliorer le contact acide-roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires (action sur les tensions interfaciale et superficielles, sur la mouillabilité).

D'une manière générale, tous les tensio-actifs remplissent cette fonction, mais on fait plutôt appel aux anioniques et aux non anioniques, les tensio-actifs présentent cependant l'inconvénient d'être adsorbés sur la roche, ce qui rend difficile l'estimation de la concentration optimale [8].

Une autre catégorie d'additifs, particulièrement intéressante pour le traitement des puits à gaz, est constituée par les alcools, le plus utilisé étant l'alcool isopropylique : ils agissent sur la tension superficielle liquides-gaz, sur la pression de vapeur, sur la densité (solutions plus légères), ce qui favorise le dégorgement.

Les solutions alcooliques d'acide se conduisent comme des acides retardés (traitement des puits profonds) [8].

IV.5.5. Agents de diversion :

Ils doivent assurer la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injecté dans les zones très perméables.

Deux classes de produits sont disponibles sur le marché [8]:

- Les billes (ball sealers) ;
- Les colmatants temporaires.

Les billes agissent, dans les puits tubé, par obstruction des perforations ; leur rendement est fonction du débit d'injection. La méthode implique que la cimentation du puits soit de très bonne qualité.

Les colmatants temporaire sont des solides, dispersés dans les fluides d'injection, qui sont en principe éliminés en fin de traitement, soit parce qu'ils sont préférentiellement solubles dans la phase huile, soit parce qu'ils deviennent liquide lorsque la formation reprend sa température originelle (produits à point de fusion contrôlé) [11].

- les résines dispersées ;
- les polymères (unibeads)
- L'acide benzoïque.

La température d'utilisation de ces produits est un paramètre qui conditionne leur efficacité.

IV.5.6. Autres additifs :

D'autres additifs peuvent être incorporés aux solutions acides. On peut citer [8]:

- Les agents moussants, destinés à faciliter le dégorgement dans les puits à gaz ;
- Les alourdissant (CaCl_2).
- Le magnésium pour augmenter la température en fond de puits et accélérer ainsi le processus d'attaque.

Le tableau ci-dessous, nous donne la dénomination commerciale de quelques additifs utilisé dans l'acidification :

Types général	Dénomination Commerciale	
	Dowell	Halliburton
Agent de contrôle de fer . Acide organique (lactique-acétique-citrique) . complexant (EDTA, NTA)	L1-L2 L41-U42	Fe acid -----
.Désémulsifiant et antisludges . Désémulsifiant .antisludges	.Agents de la famille des W (A, N ou C). .W35 (anionique). W50 (cationique).	HYFLO III (A) AS-5 et AS-6 (A)
Réducteurs de tension superficielle et interrassiale . agents tensio-actifs . agents tensio-actifs peu absorbant sur les grés	.F75 (N) .Agents F (A, N ou C)	Superflo (A). Fracflo (N) Biodégradable TRI-S (A)
Agents de diversion et de contrôle de filtrat . billes (bellsealers) . polymères (unibeads) . mélange de gommes solubles dans l'huile .acide benzoïque	J237 J238 J 227	Matriseal O Matriseal I Acide benzoïque
Autre additifs .agents moussants .agent stabilisant des silicates .agents réducteurs de pertes de charge	F52 (A), F33 (N) F40 (N), F78 5c° L42 (C). M38 (C). L44 (C). J120	HOWCO suds (A) Composés azotés TGA (true gelled acid)

Tableau 5 : Additifs divers [11].

Chapitre V

Etude en laboratoire d'un projet d'acidification

V.1. Introduction :

Le but le plus fréquent d'une acidification est l'élimination d'un colmatage aux abords des puits. Il serait faux d'en conclure que l'injection d'un acide dans une formation sédimentaire entraîne toujours une amélioration de la production. Bien au contraire, injecter un acide sans précaution et sans étude préalable peut provoquer un endommagement beaucoup plus important que celui que l'on cherche à éliminer [8].

Il convient donc avant tout traitement d'acidification de procéder à une étude complète en laboratoire permettant de déceler les incompatibilités éventuelles des fluides injectés avec la roche elle-même ou avec les fluides qu'elle contient [11].

Une telle étude de laboratoire a pour but également [8]:

- De choisir l'acide à utiliser ;
- De sélectionner les types d'additifs nécessaires et de recommander leurs concentrations ;
- De contribuer à optimiser les conditions de traitement.

Elle ne peut cependant permettre une détermination quantitative de l'accroissement de productivité en raison de l'impossibilité de simuler complètement l'endommagement de la formation.

Il existe assez peu de procédures normalisées concernant l'étude au laboratoire d'un projet d'acidification. Aussi beaucoup de sociétés ont-elles développé leurs propres procédures et conçu des appareillages spécialement adaptés aux problèmes qui leurs sont propres.

Les essais et analyses décrits devront donc être considérés non comme de normes mais une présentation générale du travail de laboratoire nécessaire à la préparation d'un programme d'acidification [11].

V.2. Choix et préparation des échantillons :

V.2.1. Types d'échantillons disponibles :

- **Fluides** : le réservoir contient généralement de l'eau du gisement et des hydrocarbures.

L'eau de gisement, si elle est disponible, sera utilisée après filtration soignée. Dans le cas contraire, on pourra la remplacer par une saumure dont la salinité sera aussi voisine que possible de la valeur obtenue par analyse ou par interprétation des diagraphies.

Si le réservoir contient du gaz, on pourra le plus souvent ne pas le prendre en compte dans les divers essais ; si nécessaire un gaz (azote ou même méthane) sera utilisé.

Pour les gisements d'huile, on dispose généralement d'huile de stockage (dégazée en conditions atmosphériques). Dans le cas des essais de laboratoires en conditions de fond, on peut envisager une recombinaison de l'huile (en vue de lui restituer ses propriétés physiques) [7].

- **Roches** : les échantillons disponibles peuvent se présenter sous diverses formes de valeurs très inégales pour les analyses et essais de laboratoires.

- Déblais : de peu de valeur pour la préparation d'une acidification, ils peuvent indiquer la nature minéralogique de la roche, et servir à certaines expériences sur poudre, mais les quantités sont souvent très limitées.
- Carottes latérales : souvent disponibles, elles permettent diverses analyses de type courant mais leur forme ne permet pas de mesures sur cylindres telles que perméabilité ou drainage en milieu consolidé. Elles seront utilisées le plus souvent en poudres.
- Carottes conventionnelles : matériau idéal car représentatif du réservoir, elles fournissent les divers échantillons souhaitables et en quantité suffisante [7].

V.2.2. Choix des échantillons :

Les échantillons étudiés devront être représentatifs du réservoir. Leur choix se fera

- Par examen des documents disponibles :
 - Fiches descriptives des carottes ;
 - Relevés de mesures pétro physiques (porosité et perméabilité) ;
 - Analyses minéralogiques ;

- Diagraphies (en particulier log habillé et interprétation ordinateur).
- Par examen visuel des matériaux disponibles.

On sélectionnera ensuite un certain nombre d'échantillon des zones à stimuler ; chaque échantillon devra, dans la mesure du possible, être représentatif d'un espace homogène. Leur quantité et leur espacement seront donc variables selon le nombre, l'homogénéité et la hauteur des zones à traiter. Leur forme devra en outre permettre dans certains cas un carottage de cylindres de dimensions appropriées [7].

V.2.3. Préparation :

Traitement préalable des échantillons :

Les échantillons sont mis dans un dessiccateur et saturés sous vide pendant environ une heure avec du tétrachlorure de carbone ou du chloroforme ; ils sont ensuite lavés avec le solvant jusqu'à élimination totale des hydrocarbures.

Certains laboratoires sont équipés de systèmes par circulation ou centrifugation qui diminuent le temps parfois très long nécessaire pour une dé-saturation complète.

Après dé-saturation, les échantillons sont placés dans un panier métallique au-dessus d'un courant d'air chaud pendant une heure, on les met ensuite dans une étuve à 70 °C maximum [7].

Les différents essais de laboratoires en vue d'une acidification nécessitent l'utilisation [11]:

- D'échantillons en poudre, sur lesquels on étudie la réactivité physique ou chimique de la roche vis-à-vis des fluides d'acidification envisagés ;
- D'échantillons cylindriques : les cylindres sont montés dans des cellules et soumis à des balayages de fluides ; ces balayages permettent d'évaluer la perméabilité initiale de la roche et d'influence des fluides envisagés pour la stimulation sur la perméabilité finale.

Préparation des poudres :

Les échantillons destinés aux essais sur poudre sont broyé modérément et tamisé ; il est couramment admis que la totalité de l'échantillon doit passer au tamis (0,147 mm) ou au tamis AFNOR n°22. La poudre sera homogénéisée [11].

Préparation des cylindres :

Les échantillons destinés aux essais sur cylindre sont carottés à la dimension nécessaire, si possible dans le sens horizontal ; en fonction des appareils disponibles dans les laboratoires, les échantillons mesurent de 20 à 40 mm de diamètre et 20 à 50 mm de long.

Pour étudier l'influence des fluides sur les argiles, le carottage doit être fait sens eau, à l'air ou avec un fluide inerte (solvant fluoré par exemple). Ceci afin d'éviter un gonflement initial des argiles à l'eau de carottage ou au contraire leur inhibition. Les mesures ultérieures de sensibilité en seraient gravement affectées et faussées.

Après carottage, les cylindres sont séchés et, soit utilisés, soit conservés en flacons de verre bouchés [11].

V.3. Types d'analyses et expériences :

Un réservoir est constitué d'une roche possédant des propriétés minéralogiques et pétro-physique dans laquelle se trouvent divers fluides (eaux, hydrocarbures). Les fluides de traitement devront donc [15] :

- Pénétré dans cette formation.
- Se trouver en contact avec les fluides en place ;
- Réagi sur les éléments colmatants et les constituants de la roche.

D'où les divers types d'analyses nécessaires :

V.3.1. Propriétés intrinsèque de la roche :

Elles orienteront le choix du traitement, sa mise en œuvre ;

	Information recherchée	Conséquence possible sur les essais de laboratoire et sur l'élaboration du traitement
Examen visuel des échantillons	. présence de cake de boue. . homogénéité . fissuration, fracturation, consolidation. . présence de mica	. nettoyage des échantillons avant emploi. . sélection d'échantillons représentatifs. . choix du mode de stimulation. . possibilité de migrations des particules
Composition de la roche		

<ul style="list-style-type: none"> . analyses par diffraction des rayons X. . dosage du fer (Fe^{2+} et Fe^{3+}). 	<ul style="list-style-type: none"> . composition minéralogique de la roche : <ul style="list-style-type: none"> - Carbonates. - Argiles. . évaluation des risques de précipitation d'hydroxyde ferrique. 	<ul style="list-style-type: none"> . choix de la nature des acides. . emploi des séquestrant ou sélection d'un acide organique.
<p>Propriétés pétrophysique de la roche :</p> <ul style="list-style-type: none"> .porosité . perméabilité : <ul style="list-style-type: none"> - Air - Eau . observation en lame mince & observation au microscope électrique à balayage 	<ul style="list-style-type: none"> . volume des pores interconnectés. .répartition des minéraux dans la roche, nature du ciment inter-granulaire, localisation des argiles, composition approchée de la roche. 	<ul style="list-style-type: none"> . estimation du volume des différents fluides à injecter. . estimation de l'injectivité et du dégorgeement. . choix du traitement de stimulation. .déconsolidation possible de la roche, efficacité potentielle du traitement.

Tableau 6 : Etudes des propriétés intrinsèques de la roche réservoir [11].

V.3.2. Interaction entre les fluides injectés et les fluides en places :

1. **Essais de précipitation des sludges :** certaines catégories de bruts ont tendance à former des précipités dénommés sludges, lorsqu'ils sont en contact avec des solutions acides. Le but d'un tel essai est de déceler cette tendance et d'y remédier par la sélection d'additifs appropriés [11].

2. **Essais d'émulsions :** la stimulation d'un réservoir producteur d'huile par une solution aqueuse acide peut engendrer, sous l'effet de la turbulence, sous l'effet due au pompage ou à la taille des pores de la matrice, une émulsion visqueuse et stable réduisant ou annulant la productivité d'une zone. Le but de cet essai est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher en sélectionnant les meilleurs agents désémulsifiants [11].

	Information recherchée	Conséquence possible sur les essais de laboratoire et sur l'élaboration du traitement
.Eau de gisement Analyses chimique	.évaluation des risques de précipitation secondaires des : - Fluosilicate ($\text{SiF}_6 \text{Na}_2$). - Fluorure (CaF_2). - Hydroxyde ($\text{Fe}(\text{OH})_3$).	. nécessite d'un bouchon de tête (preflesh).
.Huile : analyse : - asphaltènes - paraffines . essai d'émulsion : - huile-fluide du bouchon de tête. - huiles- acides . essai de la formation de sludges : - huiles-acides . interaction huile –gazole	. evaluation des risques de précipitations organiques par abaissement de la température au cours du traitement. . tendance à la formation d'émulsion. . tendance a la précipitation de sludges . evaluation des risques de précipitations organiques	. bouchon de lavage organique. . choix de la concentration des désémulsifiant éventuel . choix de la concentration d'un antisludge éventuel . restriction à l'emploi de certains gazoles.

Tableau 7 : Interaction entre les fluides injectés et les fluides en place [11].

V.3.3. Réactivité de la roche aux fluides injectes :

1. **Essais de gonflement apparent :** ces essais, à caractère quantitatif, permettent une évaluation du comportement des argiles en présence de divers fluides aqueux. On y recherchera en particulièrement les manifestations d'un gonflement apparent (macroscopique) important [15].
2. **Essais de drainage de saumures :** l'objectif de cet essai est analogue à celui de l'essai de gonflement apparent. toutefois, le fait d'opérer par drainage des fluides à étudier à travers un échantillon de la roche permet de tenir compte de divers phénomènes (tels que le gonflement des argiles, la dispersion et l'entraînement des particules) et d'estimer leur action sur la perméabilité. Dans la mesure du possible, on tentera de sélectionner les fluides aqueux nécessaires au traitement (hors acides)

d'après les résultats de ces essais, réservant les essais de gonflement pour les cas où les conditions matérielles (installation de laboratoire, disponibilité en échantillon) ne permettent pas de réaliser des drainages [15].

3. **Essais de solubilité dans les acides (poudres) :** définir, pour un échantillon de roche préalablement broyé, tamisé, lavé, séché et homogénéisé, sa solubilité maximum dans les acides. Les calcaires et dolomies sont entièrement soluble dans les acides chlorhydrique, formique, acétique.....mais les silicates y sont insoluble ; il sera nécessaire pour ces derniers d'utiliser un mélange chlorhydrique + fluorhydrique appelé mud acid ; la concentration standard de ce mélange est 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 [15].
4. **Mesure des temps d'épuisement :** cette mesure a pour but de définir le temps nécessaire pour neutraliser l'acide jusqu'à une concentration minimum en H^+ essentiellement valable pour les formations carbonatées, cette notion permet :
 - D'estimer, pour un débit donné, le rayon de pénétration de l'acide dans la matrice ;
 - De déduire l'augmentation de porosité globale due à l'action de l'acide ;
 - De calculer la surface de fracture réagissant avec l'acide dans une acidification de fracture [11].
5. **Drainage d'acide (ARC) cas des grés :** déterminer l'influence d'un drainage d'acide sur la perméabilité et la concentration d'un gré. Mettre en évidence l'intérêt ou le danger d'un drainage d'acide comme moyen de restaurer et/ou de stimuler la productivité du puits. Sélectionner les acides donnant la meilleure augmentation de perméabilité tout en préservant une consolidation suffisante du terrain [11].
6. **Drainage d'acide cas des carbonates :** l'attaque acide d'une roche carbonatée peut se faire par dissolution régulière de la roche ou par formation préférentielle de canaux hautement perméables. Le profil d'attaque dépend de la composition de l'acide et de la structure de la roche. Le but de l'essai de drainage est de sélectionner la ou les formulations d'acides donnant le profil d'attaque le meilleur pour restaurer et/ou stimuler la productivité du puits [11].

Chapitre V : Etude en laboratoire d'un projet d'acidification

	Information recherchée	Conséquence possible sur les essais de laboratoire et sur l'élaboration du traitement
<p>. réactivité aux saumures et à l'eau</p> <ul style="list-style-type: none"> - essai de gonflement apparent. - essai de drainage 	<ul style="list-style-type: none"> - modifications des minéraux argileux dues à des changements de la composition ionique du milieu. - action des fluides sur la perméabilité. 	<ul style="list-style-type: none"> - types de fluide de pré et post traitement à exclure ou préconiser - diagnostic du colmatage, choix des fluides non acides.
<p>. réactivité aux acides</p> <ul style="list-style-type: none"> - solubilité dans les acides - temps d'épuisement de l'acide (cas des carbonates). - courbe de repense a l'acide 	<ul style="list-style-type: none"> - estimation de la fraction de roche soluble dans les différents acides, teneur approchée en carbonates et argiles. - dosage du fer dissous. - temps nécessaire pour épuiser l'acide jusqu'à une concentration en H^+ donnée. - évolution de la perméabilité en fonction du volume et de la nature de l'acide. 	<ul style="list-style-type: none"> - choix du types et concentration de l'acide. - nécessite de séquestrant et concentration. - estimation du rayon d'action de l'acide dans une formation carbonatée. - mise en évidence de phénomènes secondaires néfaste : <ul style="list-style-type: none"> - Déconsolidation - Précipitations - Migrations de fines

Tableau 8 : Réactivité de la roche aux fluides injectés [11].

Chapitre VI

Etablissement des programmes d'acidification

VI.1. Introduction :

Lorsqu'un puits a été reconnu candidat à une stimulation, il est nécessaire de préparer un programme de traitement. Le succès de ce traitement dépendra principalement [7]:

- De l'analyse des causes de l'endommagement afin que les matériaux et techniques soient appropriés aux problèmes ;
- Du programme de traitement et de sa mise en œuvre.

Il est capital de se rappeler la séquence logique du problème posé :

- 1) Analyse des causes de l'endommagement.
- 2) Estimation de l'état du puits.
- 3) Etudes laboratoire (choix acides et additifs).
- 4) Estimation du gain de productivité.
- 5) Devis de l'opération.

Les points 2) 4) 5) seront toujours à mettre en parallèle avant l'établissement du programme final de traitement. En effet, compte tenu des limitations dues aux équipements existants, il sera nécessaire dans certains cas particuliers [7]:

- Soit de prévoir un rééquipement préalable du puits ;
- Soit de trouver un compromis fonctions de l'amortissement de l'opération.

VI.2. Eléments nécessaires à l'établissement d'un programme l'acidification :

- Rapport fin de forage :
 - Perte de boues, caves ;
 - Nature et densité de la boue [11].
- Schéma de complétion du puits :
 - Tubes de cuvelage (diamètre, grade);
 - Tubes de production (diamètre, grade....);
 - Cotes de perforation.
 - Qualité de la cimentation [11].
- Historique de production :
 - Résultats des essais de puits (débit, GOR, WOR, pression, perméabilité);
 - Etat de réplétion du puits ;
 - Diagraphies de production.

- Opération antérieures sur le puits : reprise de puits (work-over), travail au câble, curage sous pression (snubbing), stimulation [11].
- Données de terrain :
 - Nature de la roche (analyse pétrographique) ;
 - Log composite du puits ;
 - Porosité et perméabilité ;
 - Interfaces des fluides (contacts gaz-huil, eau-huil) ;
 - Température du réservoir [11].
- Résultats des essais de laboratoire
 - Solubilité ;
 - Perméabilité, porosité ;
 - Tendance aux émulsions ;
 - Gonflement des argiles ;
 - Dosage du fer
 - Test ARC ;
 - Temps de réaction ;
 - Choix de l'inhibiteur en fonction de la température [11].

VI.3. Estimation de l'état de puits. Techniques d'acidification :

Les cas d'une stimulation ont généralement été envisagés lors du choix de l'équipement du puits mais il est sage de vérifier que les équipements supporteront le nouvel état de contraintes mécaniques et d'environnement chimiques auxquels ils seront soumis [8].

- Dilatation de la garniture : elle sera en effet soumise à une variation importante des conditions de pression et de la température pendant le traitement.
- Quantité de la cimentation : le CBL-VDL peut nous donner ces informations mais il ne faudra pas sous-estimer celles fournies par l'historique du de production (GOR ou WOR élevés inexplicables géologiquement, communication entre zones dues au channeling).
- Contraintes sur le packers : surtout en cas de complétion double qui implique la mise en œuvre de packers hydrauliques désancrables en tension.

■ Compatibilité du matériel présent dans le puits et les fluides injectés :

- ✓ Nature des aciers présents ;
- ✓ Température de gisement ;
- ✓ Utilisation d'inhibiteurs.

■ **Colmatage de la formation :**

Entre l'établissement du programme d'acidification et sa mise en œuvre, la formation peut avoir subi un colmatage non prévu (ségrégation de particules solides du fluide de complétion, déconsolidation, etc...). Une fois les lignes de traitement connectées, on devra s'assurer que l'on peut injecter dans la formation. On évitera ainsi de piéger de l'acide dans les équipements et de se trouver dans la situation dangereuse de ne pouvoir l'évacuer [8].

VI.4. Choix de la technique d'acidification :

L'état du puits et son équipement peuvent influencer sur la technique à mettre en œuvre. Une acidification, en effet, peut être conduite de plusieurs façons [8] :

a) Stimulation globale : elle consiste à traiter l'ensemble de la zone productrice. Simple mais souvent insuffisante car il est courant que la majeure partie de l'acide pénètre dans les meilleures sections (réservoir homogène et réservoir épais).

b) Stimulation sélective : elle consiste à traiter successivement des bancs colmatés en les isolant dès la fin des différentes étapes du traitement. Ceci peut être réalisé de différentes manières par emploi des moyens suivants :

- Colmatants temporaires ;
- Billes ;
- Packers

Le choix du type de traitement (global ou sélectif) et de sa mise en œuvre sera fonction :

- De la hauteur de la zone à traiter ;
- De l'homogénéité du réservoir ;
- Des volumes à mettre en place ;
- De la pression maximale du traitement ;
- De la nature des fluides en place [8].

Remarque :

- La pression limite de traitement doit être inférieure à la plus faible des pressions suivantes [11] :
 - La pression limite des équipements : en générale c'est la pression de travail en tête de puits (avec vérification préalable des tensions sur packers).
 - La pression de fracturation.
- Les volumes à mettre en place doivent tenir compte des différences importantes de température et de pression entre surface et fond et être estimés quand on veut contrôler les volumes injectés dans la formation.

VI.5. Traitement des roches carbonatées :

Ce type de traitement s'applique avec succès aux roches dont la teneur en carbonates est supérieure à 20 %.

■ Type d'acide.

Le plus souvent HCl mais certaines situations font que ce n'est pas l'acide le plus approprié (l'acide acétique ou formique peut aussi être employé pur ou mélange avec HCl). Si la profondeur et la température sont élevées, il peut être nécessaire de retarder l'acide [11].

■ Volumes d'acide :

Comme l'endommagement est généralement peu profond, les besoins en acide sont peu importants.

Pour un rayon de pénétration de 1,5 m avec une porosité de 10 %, un volume de 750 litres par mètre perforé est suffisant pour remplir les pores. Les volumes requis vont de 125 à 3750 l/m perforé [11].

Ils peuvent être déterminés par :

- Les essais de laboratoire ;
- L'expérience si le champ est connu ;
- L'estimation d'un gain de productivité ;
- Le calcul économique.

■ Débit d'injection. Pression d'injection :

Le débit d'injection sera contrôlé de façon à :

- Ne pas fracturer la formation ;
- Ne pas endommager les équipements.

Il est quelquefois nécessaire d'initier une fracture pour ouvrir les perforations et by-passer l'endommagement quitte à revenir ensuite à des pressions inférieures à la fracturation [11].

■ La procédure d'acidification des roches carbonatées :

La procédure classique d'un traitement acide d'un puits en milieu carbonaté se déroule en quatre étapes [8]:

1. Le pickling : consiste à faire un nettoyage doux de l'équipement d'injection, généralement dans un bain d'acide chlorhydrique à 5% et d'agents anticorrosion, ou d'acide faible.
2. Le preflush : sert à nettoyer les dépôts à la surface du puits en injectant de l'acide chlorhydrique à 3-5% accompagné de solvant aromatique.
3. La stimulation acide proprement dite nécessite entre 0.1 et 4 m³ d'acide par mètre de puits traité. On utilise en général, de l'acide chlorhydrique à 15%. On peut utiliser de l'acide à 28% uniquement pour des roches très perméables, car il y a un risque d'émulsion, de formation de boue ou bien sous certaines conditions de précipitations insolubles.
4. L'overflush : a pour but d'éloigner l'acide des perforations. Pour cela, on utilise généralement de l'eau. Dans le cas de puits de gaz on peut également utiliser de l'azote.

■ Dégorgement du puits :

Il devra s'effectuer le plus rapidement possible après le traitement jusqu'à une teneur en eau et sédiments (BSW) nulle ou salinité proche de celle de l'eau de formation [11].

VI.6. Traitement des roches gréseuses :

Pratiqué depuis longtemps, il avait pour but essentiel la dissolution des particules, causes de l'endommagement.

Ce n'est que depuis peu de temps que le parallèle HCl-carbonate et HF-grés a été effectué et que l'on a cherché à obtenir une amélioration de perméabilité autour du puits (donc en dépassant le stade de la restauration). Ceci peut se faire en attaquant certains constituants de la matrice (silico-aluminates généralement) [15].

■ Type d'acide :

Ce sont généralement des mélanges HCl-HF dont les concentrations varient entre 6 et 12 % pour HCl et 1,5 et 6 % pour HF.

Mais seules les études de laboratoires peuvent nous donner les pourcentages les plus appropriés à la roche. La réaction de l'acide est en effet fonction de la composition des grés et de la température de la formation [11].

■ Volume d'acide :

Les besoins en acide sont déterminés en laboratoire (les tests ARC nous donnent une courbe perméabilité/volume d'acide par unité de surface).

Mais comme les tests ARC sont aussi fonction de la concentration de l'acide (en HCl et HF) et de la température, les études de laboratoire devront être très approfondies afin de trouver le volume optimal en fonction de tous ces paramètres [11].

■ Débit d'injection. Pression d'injection :

Le débit d'injection sera contrôlé de façon à :

- Ne pas fracturer la formation ;
- Ne pas endommager les équipements.

La vitesse de réaction croît grandement avec le débit mais une fracturation changera la distribution de l'acide dans la formation et sera généralement cause d'insuccès [11].

■ La procédure d'acidification des roches carbonatées :

En pratique un traitement d'acidification d'une formation gréseuse comprend trois(03) étapes réalisées directement les unes à la suite des autres et sans arrêt [8]:

- 1- Le preflush : acide chlorhydrique 5 à 15% en générale, destiné à éliminer les carbonates et éviter le contact entre l'acide fluorhydrique et l'eau de gisement (présence d'ions sodium, potassium, calcium) ; son volume représente environ la moitié du volume du traitement principal ;
- 2- Le traitement principal destiné à éliminer l'endommagement ; en fonction de la composition de la formation, on utilise généralement 0.5 à 15 m³ par 1m de hauteur de couche à traiter de mud acid, mélange d'acide chlorhydrique (12% le plus classiquement) et l'acide fluorhydrique (3parfois 6%, voire 10 à 15 %) ;
- 3- L'overflush pour maintenir un environnement acide autour du puits et/ou déplacer les réactions secondaires liées à l'acide principal utilisé (en particulier les formations de précipité) au-delà d'1 m à 1.5m du puits ; elle doit aussi favoriser le dégorgement ; on utilise en général de l'acide chlorhydrique 5% ou du gazole (volume de l'ordre de celui du traitement principal) ; pour les puits injecteurs, on utilise aussi directement l'eau d'injection.

Il est primordial, sauf sur les puits injecteurs si l'injection d'eau est commencée de suite, de dégorgé le puits immédiatement après la fin de l'injection du fluide de chasse, ceci afin de limiter les risques de réactions secondaires (avec formation de précipités) aux abords immédiats du puits.

VI.7. Mise en place du fluide de traitement :

Quelle que soit la procédure utilisée, il est important de respecter un certain nombre de points [8]:

- Tous les équipements doivent être testés à une pression au moins égale à la pression maximum prévue pendant le traitement ;
- Tous les équipements utilisés (bac, pompe, tubing,...) doivent être nettoyés au préalable (lavage à l'acide chlorhydrique 5% avec inhibiteur de corrosion, par exemple) ;
- Les fluides de traitement doivent être préalablement à injection à partir de fluides propres en respectant scrupuleusement les concentrations prescrites pour les différents

Chapitre VI : Etablissement des programmes d'acidification

composants (acides, additifs,..) et en vérifiant la quantité des produits (y compris la quantité de l'eau de mixage) ; des échantillons de fluides seront prélevés ;

- L'injection du fluide de traitement dans la formation se fait à régime matriciel sans dépasser la pression de fracturation ;
- Le dégorgement et l'élimination de l'acide usé sont effectués le plus rapidement possible dès la fin de l'injection du fluide de traitement, en particulier lors de l'acidification des formations gréseuses ; la encore des échantillons seront prélevés ;
- Après l'opération, un rapport de traitement est établi avec précision, en particulier les diagrammes de pompes sont habillés immédiatement après l'opération.

Le traitement peut être effectué avant équipement définitif avec un équipement provisoire, par exemple en utilisant un packer de squeeze (avec dispositifs de circulation) associé éventuellement à un bridge Plug récupérable. Cela permet de descendre le fluide de traitement [8].

Dans le puits en circulation et de n'avoir qu'un volume minimum à esquicher avant que le fluide de traitement n'arrive en contact avec la formation. Par contre il sera peut-être difficile, après coup, de stabiliser le puits afin de pouvoir remonter cet équipement provisoire. Cela peut rendre nécessaire l'usage de colmatant temporaires dont l'élimination ultérieure à 100% n'est jamais garantie [8].

Dans le cas où l'on utilise un washing tool ou un packer de squeeze associé à un bridge plug récupérable, le traitement peut être effectué intervalle par intervalle.

Autrement, en particulier si la zone à traiter est de grande hauteur, l'usage de l'agent de diversion peut se révéler nécessaire.

On peut préférer effectuer le traitement après équipement définitif du puits. Le puits étant généralement équipé avec tubing et un packer il est alors nécessaire, à moins d'utiliser une unité de travail par tubing concentrique (coiled tubing ou snubbing), de pouvoir esquicher tout volume du tubing avant que le fluide de traitement ne contacte la formation. Dans beaucoup de cas, c'est en fait impossible. Il est bien évident qu'avant de commencer à pomper le fluide de traitement, il est indispensable d'effectuer un test d'injectivité pour vérifier que l'injectivité est suffisante [8].

Chapitre VI : Etablissement des programmes d'acidification

Chaque fois que cela est économiquement possible la meilleure technique consiste à effectuer le traitement après équipement avec une unité de coiled tubing, ou à défaut de snubbing. Cela offre en particulier les avantages suivants [8]:

- Possibilité de nettoyer le tubulaire par circulation avant traitement ;
- Possibilité de mettre le fluide de traitement directement en face de l'ensemble de la zone à traiter ;
- Possibilité d'aider le dégorgement en ayant recours à l'injection d'azote si nécessaire ;
- L'équipement d'intervention est ressorti du puits en pression, sans avoir à tuer le puits.

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

1. Introduction :

ZR 12 est un puits producteur d'huile sur le réservoir F4 dans le champ de ZARZAITINE. Foré en 1959, il a été complété en simultané sur le F4 (base (II) + sommet (III, IV, V)) et mis en production en 1960. Le 05/11/1960 ce puits a subi une fracturation hydraulique. En 1977 le puits a été repris; les perforations du sommet ont été squeezées et le puits a été complété sur base (unité II) jusqu'à ce jour.

Les perforations actuelles sont comme suit:

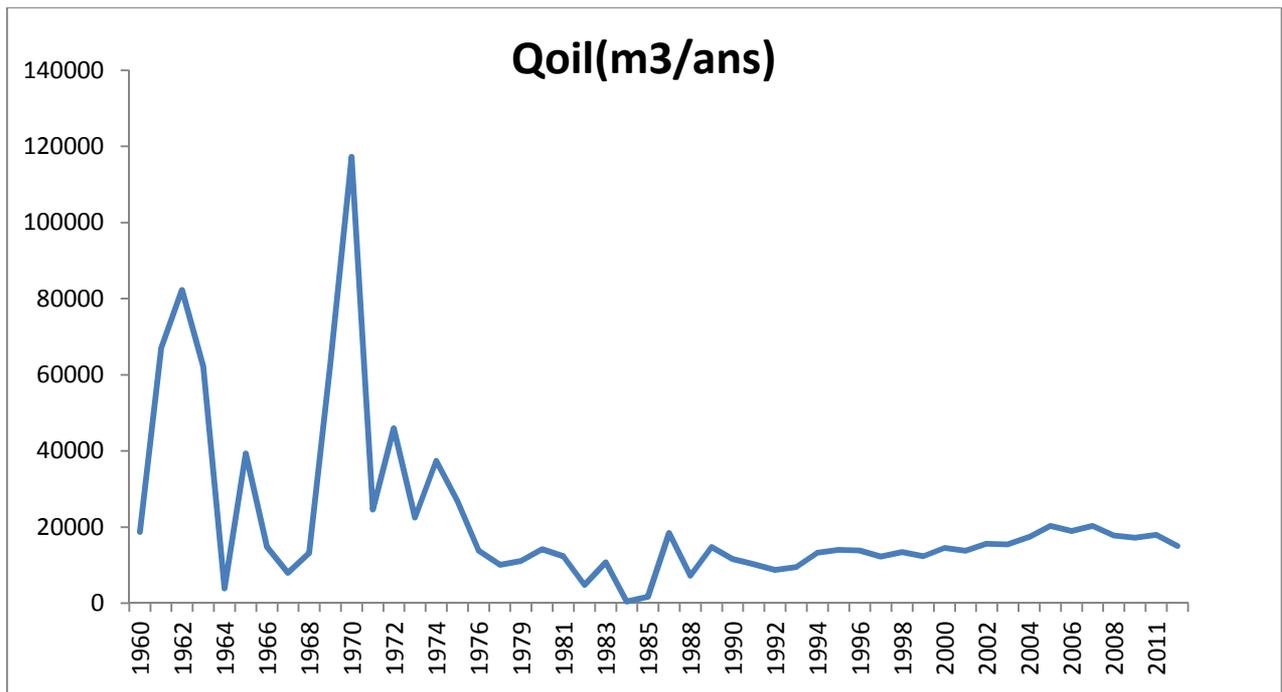
Unité II	1417.7 – 1421.2 et 1426.7 – 1431.7
----------	------------------------------------

Le tableau ci-dessous montre l'évaluation de la production du puits ZR12 depuis 1960 à ce jour :

année	Qoil(m3/année)	année	Qoil	année	Qoil	année	Qoil
1960	18680,40	1974	37453,80	1988	7198,840	2002	15632,70
1961	66871,44	1975	26816,40	1989	14794,12	2003	15486,60
1962	82249,92	1976	13731,48	1990	11575,42	2004	17349,37
1963	62184,24	1977	P. fermé	1991	10252,25	2005	20289,63
1964	3877,400	1978	10083,72	1992	8757,600	2006	18993,00
1965	39360,48	1979	11063,16	1993	9476,780	2007	20307,90
1966	14796,54	1980	14160,82	1994	13282,03	2008	17824,20
1967	8000,220	1981	12364,56	1995	14033,80	2009	17166,75
1968	13216,44	1982	4790,040	1996	13815,82	2010	P. fermé
1969	62893,56	1983	10790,04	1997	12283,50	2011	17970,30
1970	117269,8	1984	407,2400	1998	13418,74	2012	15011,78
1971	24570,48	1985	1718,620	1999	12331,19	mai-13	9066,000
1972	45993,72	1986	P. fermé	2000	14518,87		
1973	22477,80	1987	18423,67	2001	13796,925		

Tableau 9 : évaluation de la production d'huile du puits ZR12 depuis 1960.

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12



2- Description Du Réservoir :

D'après les résultats d'analyses du carottage, et les archives du puits les caractéristiques du réservoir Dévonien F4 aux abords du puits ZR-12 sont comme suit :

Unité	Cote production (m)		Ht (m)	Hu (m)	ϕ (%)	Vsh (%)	Sw (%)	K (md)
II	1416,9	1431,9	15	8,5	24,8	32	35	118.8

3. Objectif :

Le but de la proposition qui suit est principalement d'augmenté la production du puits en diminuant le skin et restaurer la perméabilité de la roche par élimination de l'endommagement en utilisant un traitement adéquat

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

4. Endommagement :

L'endommagement le plus probable sur ce puits est causé par l'invasion des pores par la migration des "fines". Ceci peut être expliqué par la minéralogie de la roche qui a tendance au déplacement des fines et des silts, en particulier l'argile.

5. Données du puits :

Champs	ZARZAITINE
Type du puits	Producteur d'huile
Type de formation	F4 (unité II)
Température au fond	83,53 deg. C.
Perméabilité moyenne	255MD
Porosité moyenne	24,8 %
Sabot du 2 3/8	1418.17 m
Perforation @ 13 cps/m	Total perforé = 8.5 m, de 1417.7 à 1421.2 m, de 1426.7 à 1431.7 m
Contrôle WL	GC 48.3 mm, top siège X à 1354.99 m GC 47.3 mm, top siège D à 1417,35 m
Tubing de production	2" 3/8 J55 .@ 1418,17 m
Packer production	DB, 7"
Fond de puits	1433 m
Gradient de fracturation (estime)	0.65 psi/ft
Volume du CT 1 1/4"	08 bbls, 1.3 m ³
Volume Tubing 2" 3/8 J55 4.7#	02.86 m ³ ; 18.01 bbl
Volume du casing 7", J 55, 23 #	10.38 m ³ ; 65.28 bbl
Volume du puits (Tubing + Casing)	11.82m ³ ; 74.32 bbl

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

6. Recommandation et Design :

Avant tout traitement matriciel, le nettoyage du puits est indispensable afin d'évacuer tous les débris et particules du puits et ne pas causer d'additionnel endommagement à la formation due a ces derniers. Afin d'atteindre notre premier objectif, les fluides suivants seront utilisés pour la première étape de ce traitement.

a)- Nettoyage du tubing et des abords des perforations avec :

- Gel nitrifié pour nettoyage des sédiments
- Gel mousse pour transport des sédiments
- Tube CLEAN. (HCl 15%)

b)- Traitement de la matrice :

Vu la contenance en argile importante (20-28%) et les bons résultats obtenus après les traitements effectués en juillet 1998 en utilisant le Demi-Clay acid sur le même champ, le même traitement sera préconisé pour ce puits.

- MSR100 (HCl 7.5%) comme preflush.
- Demi-Clay acid (HSCA) comme fluide principal.
- Chasse avec de l'eau traitée 3%NH₄Cl.

NOTE: Durant le traitement de la matrice tous les fluides seront nitrifiés pour une bonne diversion des fluides et un démarrage facile du puits.

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

7. Estimation du volume de fluide principal nécessaire à l'opération (par GSS) :

$$V_{\text{fluide}} = (R_2^2 - R_1^2) \phi H$$

Avec

V : volume de fluide estimé pour l'opération.

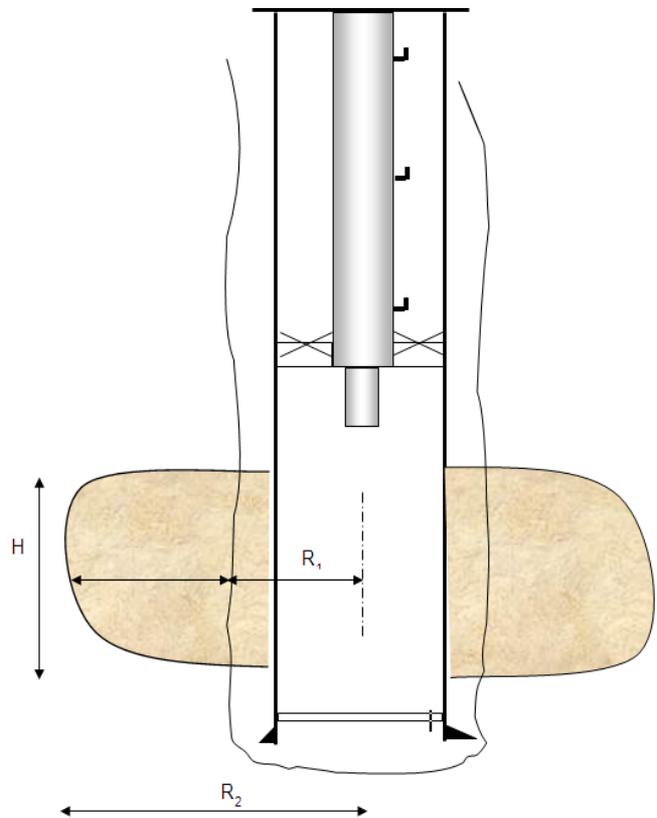
R1 : rayon de forage.

D : pénétration de l'acide (estimé).

R2 : R1+D.

ϕ : Porosité de la formation.

H : hauteur de la zone à traité.



• Calcul numérique :

On a :

$$R_1 = 4.9 \text{ " } = 0.12446 \text{ m ;}$$

$$D = 3 \text{ ft } = 0.9144 \text{ m (estimé) ;}$$

$$R_2 = R_1 + D = 1.03886 \text{ m ;}$$

$$\phi = 24.8 \text{ \% ;}$$

$$H = 27.9 \text{ ft } = 8.50392 \text{ m}$$

$$\Rightarrow V_{\text{acide}} = (1.03886^2 - 0.12446^2) \cdot 3.14 \cdot 0.248 \cdot 8.50392$$

$$\Rightarrow V_{\text{acide}} = 7.044 \text{ m}^3.$$

Le volume du fluide principal nécessaire pour l'opération est de 7 m³.

Le volume de preflush nécessaire pour l'opération est entre 30 à 50 % du volume du fluide principale :

$$\Rightarrow V_{\text{preflush}} [2.1 \text{ m}^3 \text{ à } 3.5 \text{ m}^3]$$

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

8. Fluides à utiliser pour le traitement (fourni par la société sous traitant) :

- Gel nitrifié : Selon besoin
- 3 m³ de Tube CLEAN (HCl 15 %) pour nettoyer les perforations et le tubing.
- Gel mousse selon besoin
- 3.5 m³ de Preflush : MSR 100 : HCl 7.5%
- 5.5 m³ de demi-Clay acide: HSCA
- chasse avec de l'eau traitée à 3% NH₄Cl
- Solution de diversion pour effectuer les diversions à la mousse si nécessaire.

9. Procédure de l'opération :

- **1ere Phase TUBE CLEAN:**

- Fluides nécessaires:
- 3 m³ de Tube CLEAN (HCl 15%)
- Gel nitrifié selon besoin
- Eau traitée

Le gel et l'eau traitée seront préparés sur chantier :

1. Montage de tous les équipements selon la société sous traitant.
2. Réunion d'information et de sécurité de tout le personnel sur site (Avec superviseur SH) et discussion du programme.
3. - Test la pression de tous les équipements:
 - Test des lignes de pompage à 5000 psi (344.7 bar).
 - Test des BOP et tête de puits à 1500 psi (103 bar).
4. Débuter la descente du CT à 5m/min puis augmenter la vitesse à 15 m/mn.
5. Commencer le pompage du gel nitrifié à partir de la surface, (Ajouter 50 L/m³ de U082, dispersant de paraffines en cas de présence de ces derniers)
Ql = 0.5 – 0.8 bpm et Q azote = 350 scf/mn (10 m³/min).

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

6. Vérifier le retour en surface et descendre jusqu'aux sédiments, Réduire la vitesse du CT (1 m/mn) pour procéder au nettoyage des sédiments en pompant du gel nitrifié, utiliser l'acide s'il le faut (Tube CLEAN). Remonté le CT, au niveau de la zone perforée pour faire le jetting des perforations avec 1.5 m³ de Tube CLEAN nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min (10 m³/min).
7. Une fois que le volume de 1.5 m³ de Tube CLEAN est consommé au niveau des perforations, pomper 1m³ de gel nitrifié à 500 scf/mn (14 m³/min).
8. Remonté le CT au-dessus du sabot (719 m) et pomper 1.5 m³ de Tube CLEAN nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min (10 m³/min), suivi de 1m³ de gel nitrifié à 500 scf/mn (10 m³/min).
9. pomper 1.5 cycles au gel-mousse nitrifié a un débit d'azote de 500 scf/min (10 m³/min). Jusqu'aux retours propres en surface et que tout l'acide soit évacué du puits.
10. remplir le puits avec du brut pour commencer le traitement de la matrice.

Note :

- Pendant le pompage des fluides, faire impérativement des passes en face des perforations. Afin d'assurer un bon nettoyage des abords du puits.
- Durant le jetting des parois, de tubage avec de Tube CLEAN, ne pas dépasser 4000 psi, Pmax.
- Chasser le Tube CLEAN avec du gel-mousse, jusqu'à évacuation totale de l'acide et avoir un retour propre de gel.

- **2eme phase / Matrix:**

Fluides nécessaires :

- a) Preflush, MSR 100: 3.5 m³
 - b) Fluide principal: HSCA: 5.5 m³
 - c) Chasse avec 3%NH₄Cl
 - d) Fluide de diversion
1. (Fin de la 1ere étape) CT, le puits ouvert (rempli de brute), remonter CT au milieu des perforations, fermer le puits et commencer le test d'injectivité aux débits suivants :
 - a. 0.25BPM
 - b. 0.35BPM
 - c. 0.45BPM
 - d. Si l'injectivité est positive, Procéder au traitement matriciel ;

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

2. CT au milieu des perforations.
3. Pomper 2 m³ de MSR100 nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min suivi de 3 m³ de HSCA nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min ;
4. Pomper la diversion :
 - a. 0.5 m³ de spacer a 350 scf/mn (10 m³ /min).
 - b. 1 m³ de mousse nitrifié à 1500 scf/mn
 - c. 0.5 m³ de spacer a 350 scf/mn
5. Pomper 1.5 m³ de MSR100 nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min suivi de 2.5 m³ de HSCA nitrifié à un débit d'azote de 350 scf/min ;
6. Faire la chasse avec 1.3m³ avec NH₄Cl 3% ;
7. Remonter CT a la surface.
8. Laisser le puits ferme pendant 08 heures.
9. Le lendemain procéder au dégorgement du puits jusqu'à évacuation complète des acides en dehors du puits et démarrer le puits.
10. Remonter CT en surface, démonter les équipements.

Durant le test d'injectivité et le traitement matriciel, il ne faut pas dépasser 800psi en tête.
WHP 900 PSI (pression en tête du puits)

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

10. Composition Des Fluides utilisés pour le traitement :

Gel :

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	Selon le besoin
Eau traitée	1000lt	
J 285- ammonium chloride	30kg	
J 508	12lt/m3	

Tube Clean HCl (15 %) :

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	3 m3
Eau traitée	495 lt	1485 lt
A 261- inhibiter de corrosion	6lt	18 lts
A153- inhibiter de corrosion	1.2 kg	3.6kg
F105- surfactant	6lt	18lt
U042- agent de contrôle de fer	30lt	90 lt
U082- agent de réduction de fer	50 lt	150 lt
HCl 33%	413 lt	1239 lt

Preflush: MSR 100: HCl 7.5% :

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	3.5 m3
Eau traitée	754 lt	2639 lt
A 261- inhibiteurs de corrosion	6lt	21 lt
A153- inhibiteurs de corrosion	1.2 kg	4.2 kg
F105- surfactant	8 lt	28 lt
U42- agent de contrôle de fer	30 lt	105 lt
HCl 33%	202 lt	707 lt

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

Fluide principal : demi-Clay :

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	5.5 m3
Eau traitée	776 lt	4268 lt
A 261- inhibiteurs de corrosion	6lt	33 lts
F 105- surfactant	8 lt	44 lt
U042- agent de contrôle de fer	30lt	165 lt
Y 001	60 kg	330 kg
Y 006	30 kg	165 kg
HCl 33%	180 lt	990 lt

Eau traitée (3%NH4Cl)

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	Selon le besoin
Eau traitée	1000 lt	
J 285 (ammonium chloride)	30 kg	

Fluide de diversion:

Nom du fluide		
Fluide	Conc/m3	Selon le besoin
Eau traitée	990 lt	
J 285 (ammonium chloride)	30 kg	
F 105 surfactant	10 lt	

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

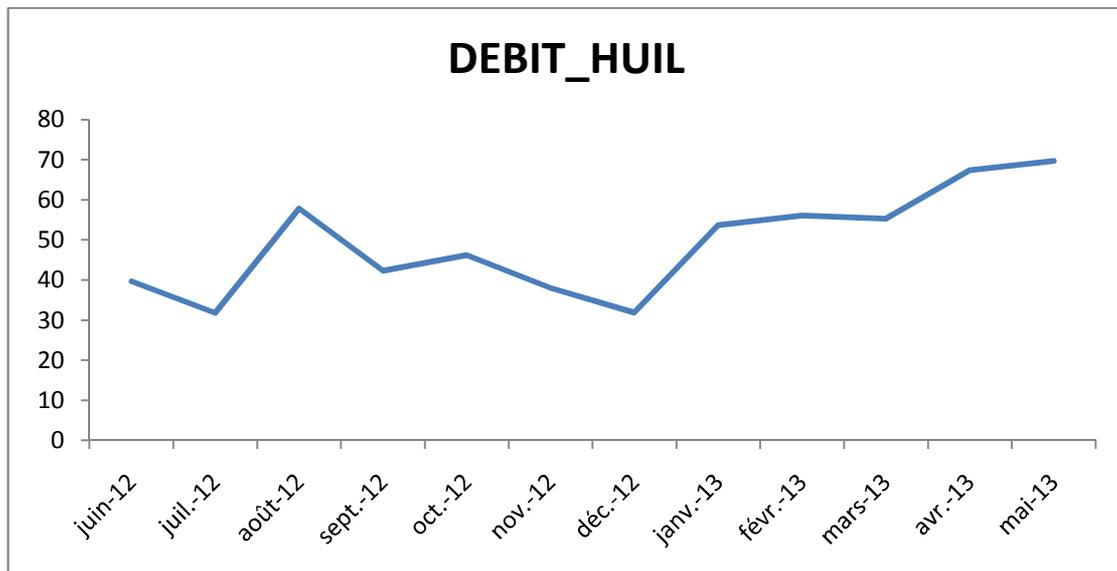
11. Calcul et interprétation des résultats d'acidification :

11.1. Résultat de stimulation :

Le tableau ci-dessous nous montre l'évaluation de débit de production d'huile avant et après acidification :

CHAMP	PUITS	DATE_TEST	Qhuile moy m ³ /h	GOR
ZR-F4	ZR12	03/06/2012	1.65	62
		05/07/2012	1.32	62
		22/08/2012	2.40	62
		27/09/2012	1.76	62
		07/10/2012	1.92	62
		19/11/2012	1.58	62
		03/12/2012	1.33	62
		01/01/2013	2.23	62
		08/02/2013	2.33	62
		18/03/2013	2.30	62
		18/04/2013	2.80	62
		02/05/2013	2.90	62

Tableau 10 : évaluation de la production d'huile avant et après acidification



Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

D'après les résultats, basé sur l'évaluation du débit on peut conclure que le traitement d'acidification a bien donné son effet. Augmentation du débit de 1,33 m³/h à 2,23 m³/h.

11.2. Calcul de la perméabilité :

- après acidification :

On $Q = \frac{K \cdot S \cdot \Delta P}{L \cdot \mu}$ (défini on chapitre II : généralité sur le pétrole et les réservoirs du pétrole).

On a considéré que $S, \Delta P, \mu$ et L ne varie pas pendant le traitement :

On aura :

$$Q_i = K_i \text{ Cste} \dots\dots\dots(1).$$

Avec

- Q_i : débit de l'huile avant l'acidification.
- K_i : perméabilité avant l'acidification.

Et

$$Q_f = K_f \text{ Cste} \dots\dots\dots(2).$$

Avec :

- Q_i : débit de l'huile avant l'acidification.
- K_i : perméabilité avant l'acidification.

$$\frac{(1)}{(2)} = \frac{Q_i}{Q_f} = \frac{K_i}{K_f}$$

$$\Rightarrow K_f = \frac{Q_f}{Q_i} K_i$$

$Q_i = 1,33 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_f = 2,23 \text{ m}^3/\text{h}$ et $k_i = 118,8 \text{ MD}$.

$$\Rightarrow K_f = \frac{2,23}{1,33} 118,8$$

$$\Rightarrow K_f = 200 \text{ MD.}$$

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

La perméabilité moyenne de la roche est de 255 MD.

$$\frac{Kf}{Km} = \frac{200}{255} = 0,78 = 78\%$$

On peut conclure que la perméabilité est restaurée à 78%, ce qui signifie que la stimulation a bien donné son effet.

11.3. Calcule de colmatage moyen :

$$C\% = \frac{Ki - Kf}{Ki}$$

Avant :

- K_i : la perméabilité moyenne du réservoir 255MD.
- K_f : perméabilité de la roche colmatée.
- Avant acidification : ($K_f = 118,8$)

$$\Rightarrow C = \frac{255 - 118,8}{255}$$

$$\Rightarrow C = 53,41\%$$

- Après acidification ($K_f = 200$):

$$\Rightarrow C = \frac{255 - 200}{255}$$

$$\Rightarrow C = 21,56\%$$

11.4. Calcule de skin (effet de paroi) :

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

(Définit en chapitre III : types et analyses des endommagements).

- Avant acidification :

On :

- $K = 255$ MD.
- $K_s = 118,8$ MD
- $r_w = 3,5'' = 0.0889$ m.
- $r_s = 2$ ft = 0.6096 m.

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

$$\Rightarrow S = \left(\frac{255}{118,8} - 1 \right) \ln \frac{0,6096}{0,0889}$$

$$\Rightarrow S = 2,20.$$

- Après acidification :

On a :

Les mêmes données qu'avant acidification sauf que $K_s = 200$ MD.

$$\Rightarrow S = \left(\frac{255}{200} - 1 \right) \ln \frac{0,6096}{0,0889}$$

$$\Rightarrow S = 0,53.$$

11.5. Calcul du rendement d'écoulement :

$$Re = \frac{\ln \frac{re}{rw}}{\ln \frac{re}{rw} + S}$$

- Avant acidification :

$$\Rightarrow Re = \frac{1,92}{1,92+2,2}$$

$$\Rightarrow Re = 46,6\%.$$

- Après acidification :

$$\Rightarrow Re = \frac{1,92}{1,92+0,53}$$

$$\Rightarrow Re = 78,36\%.$$

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

12. Conclusion et recommandation :

Le but principal du traitement est d'augmenter la productivité en diminuant l'effet de paroi (skin) par restauration de la perméabilité, et d'après les résultats obtenus on peut dire que l'acidification a bien donné son effet en restaurant la perméabilité à 78% et diminution du skin de 2,2 à 0,53.

Le résultat de skin nous montre que la formation est toujours colmatée. Pour avoir une formation décolmaté à 100% il faut avoir un skin égal à zéro.

La perméabilité n'est pas restaurée à 100% et c'est dû à des dépôts insolubles et aussi l'âge de l'exploitation de gisement.

Le traitement par acidification est un moyen qui permet de restaurer la perméabilité et non pas de l'augmenter.

La seule façon qui permet d'augmenter la perméabilité, est le traitement de matrice par fracturation.

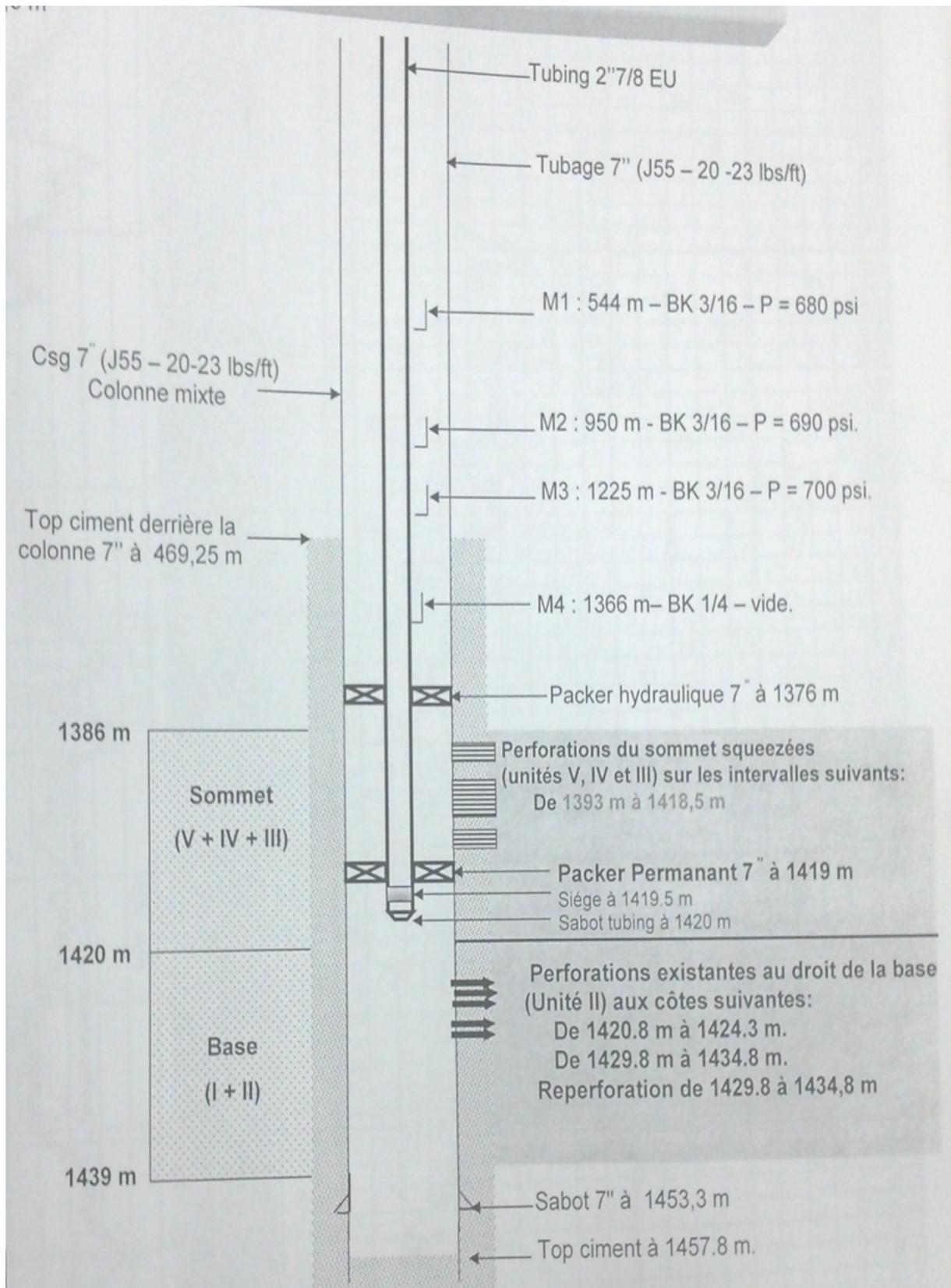
La société sous-traitance n'a pas respecté le volume de fluide a injecté. Pour cela il est recommandé d'exiger a la société sous-traitante d'injecté tout le volume estimé par le GSS.

Il est exigé aussi de faire l'analyse pour chaque endommagement et ne pas se basé sur l'analysé obtenu pour d'autre formation.

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12

PREVISIONS GEOLOGIQUES			
Etage	Prof	Formations	Lithologie
M E Z O		ZARZAITINE
		TIGUENTOURINE	----- ----- -----
P A L E O Z O I Q U E C A R B O N I F E R E	401m	WESTPHALIEN A NAMURIEN (B0 à B8)	+++++ ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----
	737m	LEGNAT VISEEN (B10 à B12) + (D0 à D8)	----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- -----
	1135m	TOURNAISIEN	+++++ ----- ----- -----
	1255m	F2	----- ----- -----
D E V O N I E N	1307m	Série Argileuse	----- ----- -----
	1392m	F4	----- ----- ----- -----
	1449m	Série Argileuse	----- ----- -----
		F6	----- ----- -----

Partie pratique : Exécution et évaluation d'un programme d'acidification sur le puits ZR12



Conclusion générale

Conclusion générale

Malgré les difficultés trouvées pour avoir un stage, le stage que nous avons effectué au groupement Sonatrach-Sinopec ZARZAITINE, nous a permis de connaître le Sahara algérien et de s'adapter aux conditions difficiles de vie et de travail, surtout il nous a permis de connaître un domaine où l'Algérie est classé parmi les premiers et enfin d'apprécier le grand travail accompli par le personnel de l'entreprise.

Et concernant le travail effectué on peut conclure que :

Avant de procéder à tous type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de productions et/ou d'injections, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude va nous permettre de comprendre et de déterminer la nature de l'endommagement, sa localisation, le moyen de le traiter, l'équipement le plus approprié à l'opération ainsi que la formulation de l'acide adéquate pour chaque type de traitement.

Lors de la constatation d'une chute de production ou d'injection confirmée par un skin positif, alors les puits sont sélectionnés pour un traitement.

Une meilleure préparation et interprétation d'une acidification nécessite le maximum de données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement, à identifier les causes de succès ou d'échec de l'opération.

Le gain de productivité après l'opération d'acidification est assez appréciable, chose qui permet de généraliser l'utilisation de cette technique sur les autres puits après étude de chacun d'eux.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] D. VEILLON. La liaison couche trou. Editions TECHNIP (2001).
- [2] M. KHODJA. Etudes des performances et considérations environnementales. Thèse doctorat en génie des procédés et de l'environnement. Toulouse (2008).
- [3] ENSPM. Formation industrie. Information avant-formation-exploitation et production des gisements (2005).
- [4] Entreprise Total. Support de formation. Le process-introduction au gisement (2007).
- [5] ENSPM. Formation industrie. Gisement forage- notions de gisement indispensables pour la complétion (1994).
- [6] Entreprise Total. Support de formation. Equipement-le puits (2007).
- [7] Entreprise Total. Support de formation. Le process-le puits (2007).
- [8] D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-la production fond. Editions TECHNIP (1995).
- [9] ENSPM. Formation industrie. Production, fond et surface- initiation à la production de fond (1994).
- [10] Total (entreprise). Support de formation. Le process-le puits activé par gaz lift (2007).
- [11] Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Manuel d'acidification des réservoirs. Editions TECHNIP (1983).
- [12] C. E. COHEN. Modélisation et stimulation acide des puits carbonatés. Thèse doctorat. Institut national polytechnique de Toulouse (2007).
- [13] G. BOURDAROT. Essais de puits : méthodes d'interprétation. Editions TECHNIP (1996).
- [14] J.GUILLEMOT. Cours de géologie de pétrole. Editions TECHNIP (1964).
- [15] MICHEL J. ECONOMIDES. KENNETH G. NOLTE. Reservoir stimulation. Schlumberger Education Services (1987).

Résumé :

Le stage réalisé au groupement Sonatrach-Sinopec ZARZAITINE (GSS), nous a permis d'étudier le procédé de récupération amélioré par acidification.

L'acidification est un traitement de matrice (traitement de décolmatage) réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation qui consisté à l'élimination d'un éventuel colmatage. Ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou l'exploitation.

Le succès de ce traitement dépendra principalement de l'analyse des causes de l'endommagement et de l'étude du laboratoire. Pour cela un programme d'acidification ne doit pas être décidé à la légère, il doit être étudié et réalisé avec soin.