

N° Série: /2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Boukelmoune Omar el Isslem, Bouaoune Sara, Tamma Sabrina

-THEME-

Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA

Soutenu devant le 29/05/2017

Les jurys :

Présidente : ROBAI SARA

Examineur : BOUCHIREBE ABD

Rapporteur : LEBTAHI HAMID

Année Universitaire : 2016/2017



REMERCIEMENTS

Tout d'abord nous exprimons notre profonde gratitude à notre dieu le tout puissant qui nous a éclairés dans le chemin du savoir.

Nous remercions aussi nos parents qui ont toujours été là pour nous, et qui nous ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance.

Nous témoignons notre profonde reconnaissance à notre enseignant et encadreur Mr. LEBTAHI HAMID pour son aide, sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses encouragements.

Nous remercions chaleureusement les ingénieurs du groupement SH-DP et tous les enseignants du département des hydrocarbures et en particulier Mr. ATLILI et sans oublier l'ensemble de nos enseignants pour leurs efforts mais aussi pour leurs aides.

Sans oublier de remercier toutes les personnes qui nous ont aidés, pour réaliser ce travail de près ou de loin, ainsi que tous nos amis.

BOUKELMOUNE OMAR ALISLAM

TAMMA SABRINA

BOUAOUNE SARA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir et l'amour, à ceux

Qui m'ont encouragé le long de mes études :

Ma très chère mère et mon très cher père,

Que le dieu me les protège et me les garde;

A mes frères;

A toute ma famille;

A tous mes amis ;

A tous mes collègues de la faculté

Des hydrocarbures ;

A tous les personnes qui m'ont aidé de proche

Ou de loin pour réaliser ce travail.

Boukelmoune Omar el Isslem

Bouaoune sara

Tamma Sabrina



ABRIVIATION

API	Densité moyenne d'huile
DTPA	Diethylene Triamine Pentaacetic acid
EDTA	Ethylene Diamine Tetraacetic Acid
HGA	Hassi Guettar
IPR	Inflow Performance Relationship
Q_{w-in}	Débit de l'eau injecté
Q_{w-f}	Débit de l'eau de formation
Q_m	Débit de mélange
NF	Nanofiltration
OI	Osmose inverse
ppm	partie par million
P_{w-in}	Pourcentage d'eau injectée
P_{w-f}	Pourcentage d'eau de formation
S_a	Salinité d'eau d'albien
S_f	Salinité d'eau de cambrien
S_m	Salinité de mélange
S	Skin
SEM	Scanning Electronic microscope
VLP	Vertical Lift Performance (out flow)
V_0	Vitesse de croissance maximum

NOMENCLATURE

C	Concentration	ppm
FVF	Facteur de volume	sm³/sm³
GOR	Gas Oil Ratio	sm³/sm³
P	Pression	psi ou Kg/cm²
P_G	Pression de gisement	psi ou Kg/cm²
P_f	Pression au fond de puits	psi ou Kg/cm²
PDF	pression de fond dynamique	psi ou Kg/cm²
P_t	Pression en tête	psi ou Kg/cm²
P_b	Pression de bulle	psi ou Kg/cm²
Q	Débit	bbbl/jour ou m³/h
S	Solubilité	g/l au mol/l
T	Température	°C
V	Volume	L
W_C	Water Cut	%

Liste du figure

Figure I-1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION DE HASSI GUETTAR.....	4
Figure I-2 : COLONNE STRATIGRAFIQUE DU CHAMP DE HASSI GUETTAR.....	5
Figure II-1 :CHLORURE DE SODIUM.....	8
Figure II-2 : L'EFFET DE LA PRESSION SUR LA SOLUBILITE DE NaCl	9
Figure II-3 : DEPOTS DE CaSO ₄ DANS UNE PIPE DE PETROLE.....	11
Figure II-4: LA CELESTINE EST UNE ESPECE MINERALE COMPOSEE DE SrSO ₄	11
Figure II-5 : LE DEPOTS DU BaSO ₄	12
Figure II-6: LA PRECIPITATION DE BaSO ₄ DANS LES INSTALLATIONS DE FOND ET DE SURFACE.....	13
Figure II-7 : STRUCTURE CRISTALLIN DE SULFATE DE BARYUM.....	17
Figure II-1: L'IMAGE DE SEM D'UN ECHANTILLON DE GRES NON PRECIPITE.....	21
Figure III- 2 : L'IMAGE DE SEM DU DEPOTS DE BaSO ₄ DANS UN ECHANTILLON DE GRES A 200 psi ET 80 C°	21
Figure III-3: DISPERSION DES NUCLUS FORMÉES	24
Figure II-4: STABILISATION DES DÉS DÉPOT EN CROISSANCE	25
Figure III-5: LES IMAGES ILLUSTRENT COMMENT UN COMPLEXE D'EDTA APPORTE LE SULFATE DE BARYUM A LA DISSOLUTION	26
Figure III-6: OUTIL DE MILLING	29
Figure III- 7 : OUTIL DE JETTING.....	29
Figure IV-1 : STATION DE TRAITEMENT D'EAU PAR DES PRODUITS CHIMIQUE .	31
Figure IV-2: RESEAU DE DESSALAGE PRESSURISEE DANS HGA	32
Figure IV-3:LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES PUITES HGA3 ET HGA9	33
Figure IV-4: LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES PUITES HGA16 ET HGA17 ...	34
Figure IV-5: LE DEBIT D'EAU DE GISEMENT EN FONCTON DES ANNEES (HGA3-HGA9-HGA16-HGA17).....	34
Figure IV- 6 : ANALYSES DE DEPOTS	35
Figure IV-8 : ANALYSE DE DEPOTS HGA3	35
Figure IV-7: ANALYSE DE DEPOTS HGA 9	35
Figure IV- 9 : ANALYSES DE DEPOTS HGA 16.....	35
Figure IV-10: DIAGRAMME REPRESENTE LE MATCHING ENTRE L'IPR ET LE VPL	41
Figure IV- 11 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA3	42
Figure IV-12 : CALAGE DE L'IPR DU PUITES HGA9.....	43
Figure IV-13 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA9	44
Figure IV-14 : CALAGE DE L'IPR DU PUITES HGA16.....	45
Figure IV-15 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA16	45
Figure IV -16 : CALAGE DE L'IPR DU PUITES HGA17.....	46
Figure IV- 17 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA17	47

Tableau II-1: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien	10
Tableau II-2: comparaison des solubilités	12
Tableau III-1 : Classification Des Familles D'inhibiteurs	23
Tableau IV-1 : Propriété physique et chimique.....	32
Tableau IV-2 : Les suivis de contrôle dosage d'AD 32 dans les derniers années	36
Tableau IV-3: Données de jaugeage.....	39
Tableau IV-4: les données de Build up	39
Tableau IV-5: Les données de complétion des puits.....	40
Tableau IV-6 : Récapitulatif des résultats	46
Tableau IV-7 Le résultat de calcul	48

LISTE D'ABREVIATION

LISTE DE FIGURE

LISTE DE TABLEAUX

INTRODUCTION

Chapitre I: Aperçu sur le champ Hassi Guettar

I.1.	La région de Hassi Messaoud.....	3
I.2.	Situation géographique et Géologie de HASSI GUETTAR	3
I.2.1.	Historique sur la recherche dans la région	4
I.2.2.	Aspect stratigraphique.....	4
I.2.3.	Aspect pétrolier	5
I.2.	Situation géographique et Géologie de HASSI GUETTAR	3
I.2.1.	Historique sur la recherche dans la région	4
I.2.2.	Aspect stratigraphique.....	4
I.2.3.	Aspect pétrolier	5

Chapitre II: Différents dépôts minéraux

II.1.	Introduction	8
II.2.	Les dépôts divers	8
II.2.1.	<i>Les sels solubles</i>	8
II.2.2.	<i>Les sels peu solubles</i>	9
II.3.	Les dépôts de sulfates	9
II.3.1.	<i>Sulfate de calcium (CaSO₄)</i>	10
II.3.2.	<i>Sulfate de strontium (SrSO₄)</i>	11
II.3.3.	<i>Sulfate de baryum (BaSO₄)</i>	11
II.3.4.	<i>Comparaison entre les trois dépôts</i>	12
II.4.	Le sulfate de baryum	13
II.4.1.	<i>Origine</i>	13
II.4.2.	<i>Solubilité du BaSO₄</i>	14
II.4.3.	<i>Etapas de formation de dépôts</i>	16

II.4.4.	<i>Structure cristalline du sulfate de baryum</i>	17
II.4.5.	Phénomène d'adsorption	18
II.4.6.	<i>Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sulfate</i>	18
II.4.6.1	Influence de la température.....	18
II.4.6.2.	<i>Influence de la Pression</i>	19
II.4.6.3.	<i>L'influence de pH</i>	19
II.4.6.4.	<i>L'influence de la salinité</i>	19

Chapitre III: Détection, Prévention et Traitement de Dépôt BaSO₄

III.1.	Introduction.....	20
III.2.	Détection des dépôts de sulfate de baryum.....	20
III.3.	Technique préventives	21
III.3.1.	<i>Injection Continue d'un inhibiteur</i>	21
III.3.2.	<i>Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation</i> :.....	22
III.3.3.	<i>Les inhibiteurs</i>	22
III.3.3.1.	<i>Définition des inhibiteurs</i>	22
III.3.3.2.	<i>Propriétés des inhibiteurs</i>	23
III.3.3.3.	<i>Types des inhibiteurs</i>	23
III.3.3.4.	<i>Classification des familles d'inhibiteurs</i>	23
III.3.3.5.	<i>Mécanisme d'action des inhibiteurs</i>	24
III.3.3.6.	<i>Le surdosage d'inhibiteur</i>	25
III.3.3.7.	<i>Inefficacité des inhibiteurs</i>	25
III.3.4.	<i>Dissolution chimique</i>	26
III.3.5.	<i>Désulfatation des eaux injectées</i>	27
III.3.5.1.	<i>Traitements chimiques par chlorure de baryum BaCl₂</i>	27
III.3.5.2.	<i>Un réacteur biologique pour traiter le sulfate</i>	27
III.3.5.3.	<i>Traitement par (Nanofiltration, Osmosis inverse)</i>	27
III.3.5.4.	<i>La distillation</i> :.....	28
III.4.	Traitement curatif	29
III.4.1.	<i>Milling</i>	29
III.4.2.	<i>Jetting (jet hydraulique)</i>	29

Chapitre IV: Optimisation de Débit D'eau Injectée et Adaptation du Concentration D'AD32

IV.1	Le système de dessalage dans les champs de Hassi Guettar	30
IV.1.1.	<i>Introduction</i>	30
IV.1.2.	<i>Station de traitement HGA</i>	30
IV.1.3.	<i>Les modes de dessalage dans le champ HGA</i>	31
IV.2.	<i>Caractérisations de l'inhibiteur AD32</i>	32
IV.2.1.	<i>Mode d'emploi d'inhibiteur AD32</i>	33
IV.3.	Problématique	33
IV.3.1.	<i>La chute de production</i>	33
IV.3.2.	<i>Fluctuation des paramètres de gisement</i>	34
IV.3.3.	<i>Analyse des dépôts</i>	35
IV.3.4.	<i>Les suivis de contrôle dosage d'AD32 dans la dernière année</i>	35
IV.4.	PLAN DE RECHERCHE	36
IV.4.1.	<i>OPTIMISATION DE DEBIT D'EAU DE DESSALAGE</i>	36
IV. 4.2	<i>A JUSTEMENT DE LA CONCENTRATION D'AD32 À LA SORTIE</i>	36
	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION	49

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

INTRODUCTION GENERAL

L'industrie pétrolière cherche à obtenir les meilleurs rendements de production et récupérer le maximum des réserves d'huile en place. et Pour atteindre cet objectif, elle lutte contre tous les problèmes qui font obstacle à la productivité.

Toutefois, durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords du puits.

La production du pétrole dans la région de HASSI GUETTAR, est assistée par l'injection d'eau de dessalage dans les puits producteurs pour dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits. Ces sels proviennent essentiellement de l'eau de gisement d'une salinité d'environ 350 g/l.

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe Albienne une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau

En plus, cette injection d'eau de l'albien provoque des dépôts de sulfate de baryum au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, des équipements de fonds et de surface. Ce phénomène résulte de l'incompatibilité entre les eaux d'injection riches en anions sulfates et des eaux de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum, strontium).

Cette précipitation des sels entraîne une élévation du facteur d'endommagement et par conséquence une réduction significative de la porosité ainsi que la perméabilité de la matrice.

Du point de vue thermochimique, pour qu'il y ait une formation d'un dépôt de sulfate de baryum sur une surface métallique, deux conditions doivent être réunies : la première condition est thermodynamique ; elle nécessite que la limite de solubilité soit dépassée, et la deuxième est cinétique nécessitant que la vitesse de déposition soit suffisamment rapide.

L'étude comporte deux (02) parties, théorique et pratique. La partie théorique se compose de 3 chapitres traitant les notions générales sur les dépôts, les types de traitement et protection ainsi que le type d'inhibiteur utilisé pour empêcher les dépôts.

La partie pratique est une étude expérimentale constituée d'un chapitre composé de deux parties ; dans la première partie sont traités le calcul et l'optimisation du débit d'eau injectée lors du dessalage, par le logiciel Prosper et la deuxième partie concerne l'ajustement de concentration d'inhibiteur AD23, suivie par l'analyse et les discussions sur les résultats.

L'objectif de ce travail consiste à :

- déterminer le débit optimal pour assurer une efficacité du dessalage
- ajuster la concentration d'inhibiteur AD32 pour empêcher la formation du dépôt de sulfate de baryum dans le puits producteur.

CHAPITRE I

APERCU SUR LE CHAMP HASSI

GUETTAR

I.1. La région de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ **2000 km²** [4]. Ce champ est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement de Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures, se trouve la structure de **HASSI GUETTAR** située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud [11].

I.2. Situation géographique et Géologie de HASSI GUETTAR

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc **n°427**, entre les longitudes **5°30'** et **6°30'** Ouest et les latitudes **30°50'** et **31°40'** N.

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin de Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.

Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est.

Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (horsts et grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, (**Figure I. 1**) [11]

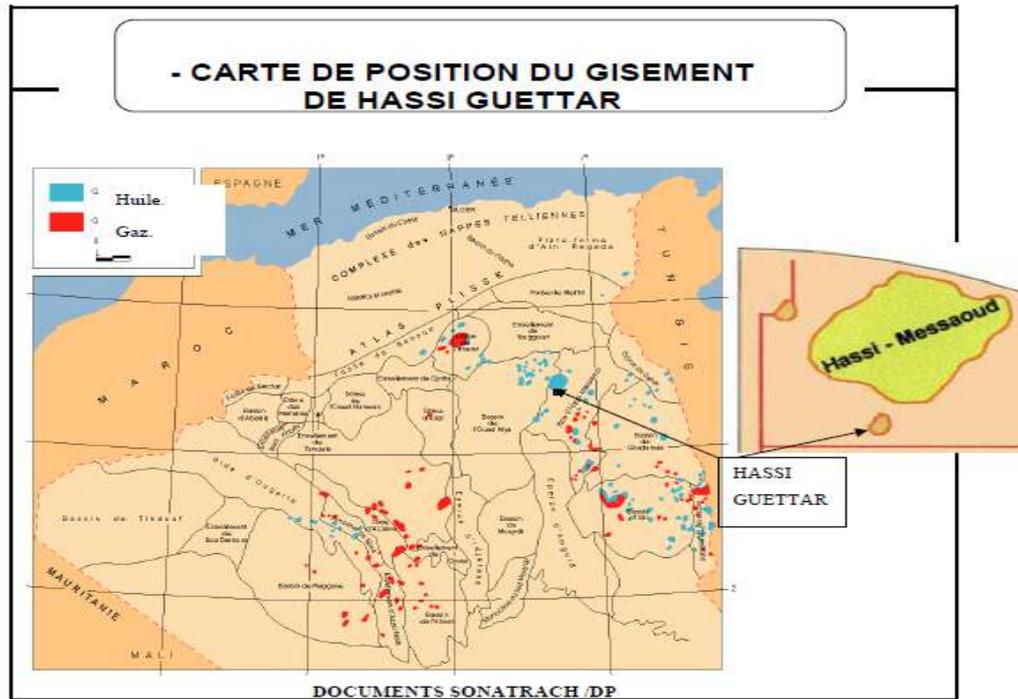


Figure I-1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION DE HASSI GUETTAR [11]

I.2.1. Historique sur la recherche dans la région

En Juin 1990, le premier puits (**HGA-1**) a été foré dans la région. Il a produit de l'huile à partir des niveaux R_1 , la zone des alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro-Ordovicien).

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (**HGA-2** en 1995 et **HGA-3** en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages : En 1998 (**HGA-4**) ; puis en 2000 (**HGA-5**), viennent ensuite en 2002 les sondages (**HGA-6, HGA-7, HGA-8 et HGA-9**) ; en 2003 le forage de (**HGA-10, HGA -11, HGA-12 et HGA-13,**) ; puis en 2004 le forage de **HGA-14 et HGA-15**. Et récemment la reconnaissance profonde de la région continue avec les puits **HGA-16, 17, 18, 19, 20,** et **HGA-21** actuellement en cours de forage.

I.2.2. Aspect stratigraphique

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages **HGA** sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente dans (**Figure I.2**) [11] :

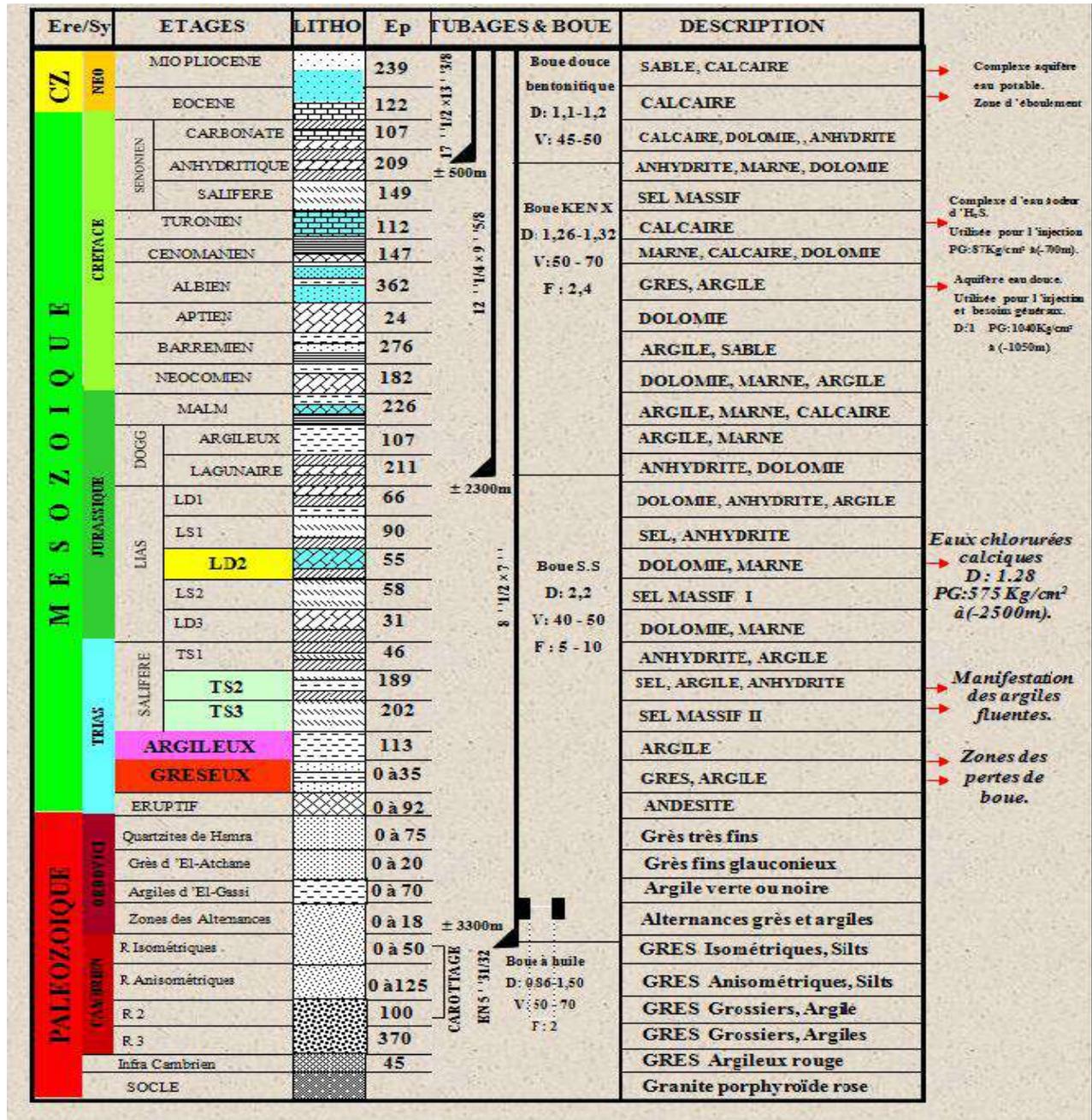


Figure I-2 : COLONNE STRATIGRAFIQUE DU CHAMP DE HASSI GUETTAR [11]

I.2.3. Aspect pétrolier

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien. Cette migration est accentuée

grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles [11].

❖ *Les roches réservoirs*

- **Le Cambrien** : Il est constitué par les grès de Hassi Messaoud, représentés par les unités R_i , R_a et la zone des alternances :

L'unité R_a : Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à **1mm**. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques : porosité de **4 à 18** et la perméabilité de **60 à 100md**.

L'unité R_i : C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

❖ *La zone des alternances*

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

- **L'Ordovicien**

Dans la région de Hassi Guettar, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

❖ *Les roches couvertures*

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

❖ *Les roches mères*

Les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne. Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine.

❖ *Types de pièges*

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).

CHAPITRE II
DIFFERENTS DEPOTS
MINERAUX

Chapitre II : Différents dépôts minéraux

II.1. Introduction

Le réseau de dessalage dans la région Hassi Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un deuxième problème c'est la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalino-terreux (Mg, Ca, Sr, Ba).

II.2. Les dépôts divers

II.2.1. Les sels solubles

Chlorure de Sodium (Na Cl)

Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350 mg/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, peut provoquer une précipitation importante de chlorure de sodium. C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur grâce à la facilité de sa dissolution (**Figure II.1**) [5].

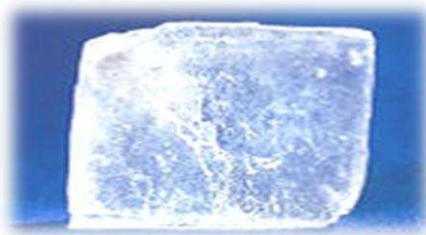


Figure II-1 : CRISTALE DU CHLORURE DE SODIUM [5]

- *L'effet de température sur la solubilité*

L'eau produite est salée saturée à une température de fond très élevée. Lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former.

- *L'effet de la pression sur la solubilité*

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est-à-dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et inversement. Ces conditions expliquent la formation des dépôts, la réduction des diamètres du tubing qui provoquent une chute de pression. [2].

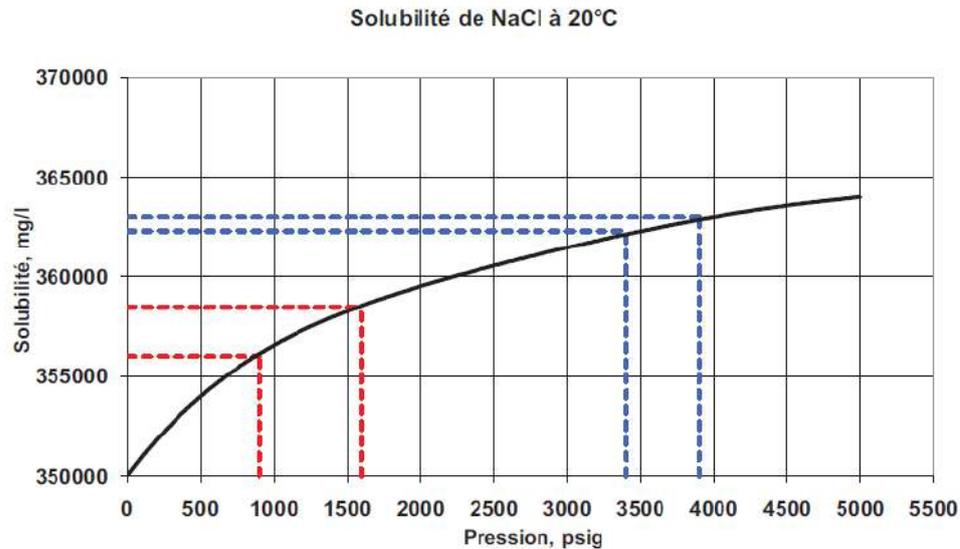


Figure II-2 : L'EFFET DE LA PRESSION SUR LA SOLUBILITE DE NaCl

II.2.2. Les sels peu solubles

Les Carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO_2 , par augmentation de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtemps, sa formation a lieu suivant la réaction $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \longrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3 \downarrow$

L'effet inverse de la pression et de la température rend la prévision de formation difficile, c'est pourquoi on cherchera plutôt à utiliser un technique préventif on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO_2 , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [16].

II.3. Les dépôts de sulfates

C'est le problème généralement le plus rencontré dans le champ de Hassi Guettar. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les analyses des eaux d'albien et de cambrien nous donnent le tableau ci-dessous (**Tableau II.1**).

Tableau II-1: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien

	ALBIEN	CAMBRIEN
	(mg/l)	(mg/l)
$(\text{HCO}_3)^-$	170	0
CO_3^{2-}	0	0
Cl ⁻	420	210 000
$(\text{SO}_4)^{2-}$	600	0
Ca ²⁺	210	36 000
Mg ²⁺	70	6 500
Ba ²⁺	0	800
Sr ²⁺	0	970.00
Na ⁺	250	80 000
K ⁺	40	6 000
Fer total	0	5 500
pH	7.0	3.5
Densité à 25 °C	1.00	1.23
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

II.3.1. Sulfate de calcium (CaSO₄)

C'est un sel relativement soluble (environ **2 g/l**) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de **CaSO₄** est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux (**Figure II.4**).

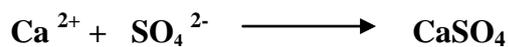




Figure II-3 : DEPOTS DE CaSO_4 DANS UNE PIPE DE PETROLE [16]

II.3.2. Sulfate de strontium (SrSO_4)

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La précipitation de SrSO_4 (**Figure II.5**) peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles. Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.



Figure II-4: LA CELESTINE EST UNE ESPECE MINERALE COMPOSEE DE PAR SEM SrSO_4 [16]

II.3.3. Sulfate de baryum (BaSO_4)

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum (Ba^{2+}) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates (SO_4^{2-}) (**Figure II.6**).

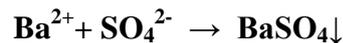




Figure II-5 : LE DEPOTS DU BaSO4

II.3.4. Comparaison entre les trois dépôts

A titre de comparaison, la solubilité du **BaSO₄** dans l'eau douce est de **2 mg/l**, c'est-à-dire **10** fois inférieur à celle du **CaCO₃**, **100** fois inférieur à celle du **SrSO₄** et mille fois inférieur à celle du **CaSO₄**. Mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à **50 mg/l** de sulfates dissous. D'autres part, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible [16].

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le BaSO₄.

Tableau II-2: comparaison des solubilités

Elément	BaSO ₄	SrSO ₄	CaSO ₄
Produit de solubilité K p s	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
La solubilité S (mol/l)	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

II.4. Le sulfate de baryum

II.4.1. Origine

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement combro **ordovicien**- qui est chargée en baryum Ba^{2+}), et l'eau injectée (eau d'injection-lias- qui est chargée en élément sulfate SO_4^{2-}), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière.

La précipitation de BaSO_4 se manifeste sur toute la chaîne de production, au fonds des puits et dans les installations de surface (**Figure II.7**) [16].

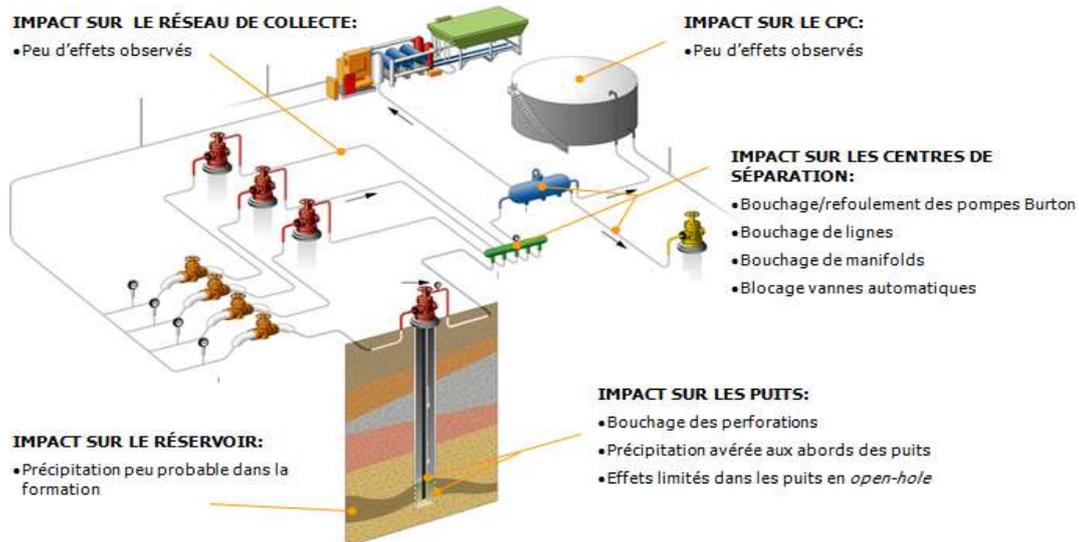


Figure II-6: LA PRÉCIPITATION DE BaSO_4 DANS LES INSTALLATIONS DE FOND ET DE SURFACE [16]

✚ Le dessalage

La présence d'une eau de gisement salée saturée 350 g/l est à l'origine de la salinité élevée de l'effluent qui nécessite un dessalage continu au fond du puits et au niveau des installations de surface pour dissoudre les sels et assurer une bonne exploitation des puits. Ainsi, le débit d'eau de dessalage doit être conséquent et suffisant pour assurer une efficacité du système de dessalage au niveau des équipements de surface et de fond [1].

Les buts d'injection d'eau :

- ❖ éliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile.
- ❖ améliorer la récupération de l'huile par :
 - maintien de pression, pour assister un aquifère naturel insuffisant.
 - plus généralement, amélioration du balayage des zones productrices, latéralement ou verticalement (voire à l'échelle microscopique par adjonction d'agents tensio-actifs) [3].

Les lavages à l'eau douce

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans de l'eau externe ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif)

❖ Le lavage périodique

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés.

Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production.

L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits [2].

❖ L'injection continue

Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration sel de l'eau de gisement.

Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

Incompatibilité chimique avec l'eau de réservoir (cambrien), et elle provoque la formation des différents dépôts [5]. Telle que $BaSO_4$ prend lieu Durant de l'opération de dessalage.

II.4.2. Solubilité du $BaSO_4$

La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution.

En thermodynamique, la solubilité est une grandeur physique notée **S** désignant la concentration massique maximale du soluté dans le solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée. La solubilité s'exprime en **g/L** ou en **mol/L**

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre : alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le **Na₂SO₄**. Un certain nombre de sels partialement solubles et d'autres insolubles comme le sulfate de baryum.

La solubilité **S** est en fonction de produit de solubilité et varie dans le même sens.

Lois de solubilité

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type **C_n A_m** est le suivant :



C : cation de valence **X**

A : anion de valence **Y**

(**NX=MY**)

La constante de dissociation s'écrit :
$$\frac{[\text{C}^{x+}]^n \times [\text{A}^{y-}]^m}{[\text{C}_n \text{A}_m]} = \text{constante}$$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de **C_n A_m**) est unitaire. Dans ces conditions : $[\text{C}^{x+}]^n \times [\text{A}^{y-}]^m = \text{S}$
 Cette constante **S** est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques [2].

La solubilité du **BaSO₄** augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de **pH** donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de **BaSO₄** dans l'eau distillée [16].

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de **BaSO₄**.

Le **BaSO₄** est insoluble dans les acide et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt.

II.4.3. Etapes de formation de dépôts

❖ *Sursaturations des sels économiquement solubles*

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique; toute variation de ces derniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini comme suit:

$$\emptyset = \frac{C \text{ Sel}}{C P \text{ Sel}}$$

\emptyset : Degré de saturation

$C \text{ Sel}$: Concentration du sel à $t=0$

$C P \text{ Sel}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

❖ *Formation du germe*

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou de ponts sous forme déterminée et qui caractérisent progressivement. Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple Ba^{2+} et SO^{2-} , ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{2+} et SO^{2-} le cristal grossit [19].

❖ *Croissance du cristal*

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers.

II.4.4. Structure cristalline du sulfate de baryum

Sachant que la taille des cristaux est inversement proportionnelle à la vitesse de formation des précipités, on déduit qu'elle augmente avec la diminution de la sursaturation de la solution.

Les cristaux de **BaSO₄** comme ceux de **SrSO₄** sont d'une part orthorhombique à mailles très voisines, d'autre part ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers, par contre le **CaSO₄** est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes par rapport à celles de **BaSO₄** et **SrSO₄**.

Des études ont été menées sur des cristaux de **BaSO₄** et ont montré que la présence des ions **Ca²⁺** modifie de façon considérable la structure cristalline de **BaSO₄** et le rend incrustant.

Le **BaSO₄** est contaminé par différents ions étrangers quand il précipite dans certains systèmes de mélange de sels. Cette caractéristique a été étudiée car des analyses chimiques ont utilisé la formation du précipité de **BaSO₄** pour déterminer la concentration en **SO₄²⁻** dans une solution.

Il a été reconnu plus tard que dans de telles procédures, le **BaSO₄** n'est pas pur et peut contenir différents anions et cations ; la cause de cette contamination est l'adsorption.

Notons qu'il y a un ordre préférentiel d'adsorption des ions par précipités colloïdaux de **BaSO₄**. Il a été prouvé que la vitesse de croissance des cristaux est maximale à **pH : 3.1 - 3.8** et à haute température, la **Figure II.8** ci-dessous montre la structure cristalline de **BaSO₄** [16].

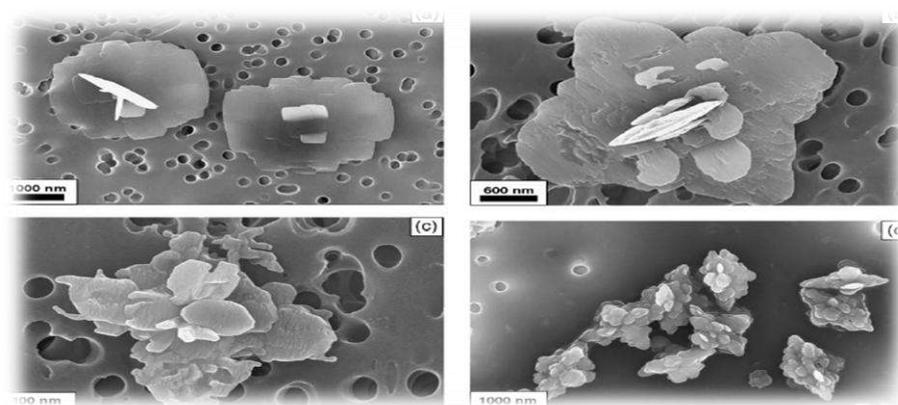


Figure II-7 : STRUCTURE CRISTALLINE DE SULFATE DE BARYUM PAR SEM [16]

II.4.5. Phénomène d'adsorption

L'adsorption est la fixation d'un ion ou d'une molécule de grosseur variable dit adsorber à la surface d'une molécule ou d'un complexe moléculaire appelé adsorbant. C'est un phénomène de surface qu'il ne faut pas confondre avec l'adsorption dans laquelle l'ion ou la molécule lorsque l'adsorbant et l'adsorbé sont suffisamment rapprochés, certaines forces attractives physiques et chimiques peuvent s'exercer. Les premières sont des forces électrostatiques de **Van Der Walls** qui ont la propriété de mettre en jeu des énergies assez faibles et d'être en principe réversibles.

Les forces chimiques sont expliquées par des réactions possibles et irréversibles entre les radicaux fonctionnels existants à la surface de l'adsorbant avec les molécules adsorbées d'où l'existence de sites actifs.

L'adsorption est un phénomène réversible parce qu'elle se produit en même temps qu'un phénomène inverse appelé désorption, l'évolution simultanée de ces deux phénomènes antagonistes nous amène à état d'équilibre dynamique appelé équilibre d'adsorption.

Il faut retenir trois notions importantes dans le phénomène d'adsorption qui sont les suivantes :

- Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer par à contre.
- La précipitation de BaSO_4 commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba^{++} et SO_4^- .
- Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba^{++} et SO_4^- .

II.4.6. Les facteurs principaux conduisant aux dépôts de sulfate

II.4.6.1 Influence de la température

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une élévation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables. Le SrSO_4 et CaSO_4 sont moins solubles à chaud.

II.4.6.2. Influence de la Pression

En règle générale, elle a peu d'influence sur la solubilité des sels. Cependant, les variations de pression provoquent des variations de concentration en gaz dissous. Et dans certains cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

II.4.6.3. L'influence de pH

En effet, quand on est en présence d'un **pH** acide, l'activité de **H⁺** (qui a pour origine la dissociation des acides faibles quand **H₂SO₄**), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un **pH** basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité [19].

II.4.6.4. L'influence de la salinité

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accéléré la vitesse de formation de dépôt. Dans le cas des solutions dilués les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leur concentration. Pour des eaux chargées en sels ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. L'effet d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présences sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multiplié par les carrés de leurs charges .des ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmenté par l'addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent communs.

CHAPITRE III

DETECTION, PREVENTION ET

TRAITEMENT DES DEPOTS DE

BaSO₄

Chapitre III : Détection, Prévention et Traitement de Dépôt BaSO₄

III.1. Introduction

Pour une bonne prévention contre la formation de dépôt, il faut assurer que la pression de puits est suffisante pour empêcher la libération du gaz et l'injection de l'eau compatible avec

De l'eau formation.

La compréhension des mécanismes de formation de ces dépôts a permis la mise en œuvre de l'étude des mécanismes d'inhibition et la mise en place de molécules actives capables, une fois mélangées, de retarder la croissance cristalline des dépôts.

Plusieurs traitements sont utilisés plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique. Dans le procédé mécanique, les dépôts sont enlevés mécaniquement ou manuellement par des opérations de grattage, ou par une fracturation hydraulique, Le procédé chimique consiste à injecter dans le puits des espèces chimiques capables de maintenir les cristaux de dépôts en suspension

Pour empêcher et/ou pour retarder la croissance des dépôts, l'eau injectée dans les puits pour le dessalage est traitée préalablement par des inhibiteurs de dépôts. La concentration d'usage à laquelle l'inhibiteur de dépôts est efficace est déterminée par des mesures appropriées au laboratoire puis corrigée sur site par des tests industriels [18].

Cependant, les moyens les plus rentables de manipuler la précipitation de dépôt est l'application des inhibiteurs. L'entartrage est influencé par les changements de la température et/ou de pression qui sont favorables à la précipitation des sels minéraux des eaux de formation, le mélange des eaux incompatibles pendant des opérations d'injection d'eau de dessalage. L'empêchement de dépôt est fait en exécutant les traitements de compression dans lesquels les inhibiteurs de dépôt sont injectés dans la formation productrice près du puits

III.2. Détection des dépôts de sulfate de baryum

L'analyse de microscopie électronique de scanning SEM

Les échantillons de Dépôt ont été examinés par SEM pour observer la dimension particulière et la morphologie des précipités. On a observé la formation CaSO₄, de SrSO₄, et de BaSO₄ pendant l'écoulement des eaux d'injection et de formation dans des milieux poreux par des micrographes de la microscopie électronique de Scanning (SEM) [13].

La comparaison de BaSO₄ avec CaSO₄ et de SrSO₄ formés dans des milieux poreux n'a pas montré des différences significatives dans la morphologie extérieure des cristaux. Les différences liées dans l'irrégularité des cristaux formés dans des pores de roche. La taille moyenne des cristaux de BaSO₄ précipités provient des mélanges des eaux, était environ 2.5µm plus grand que la taille moyenne des cristaux CaSO₄ et de SrSO₄ est environ 1.8 µm (Figure III.1), (Figure III.2).

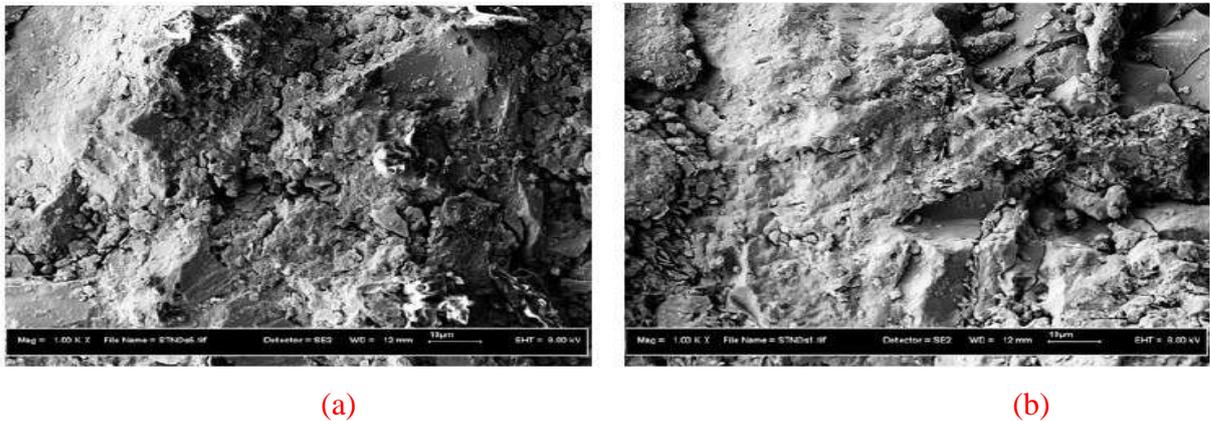


Figure II-1: l'IMAGE DE SEM D'UN ECHANTILLON DE GRES NON PRECIPITE

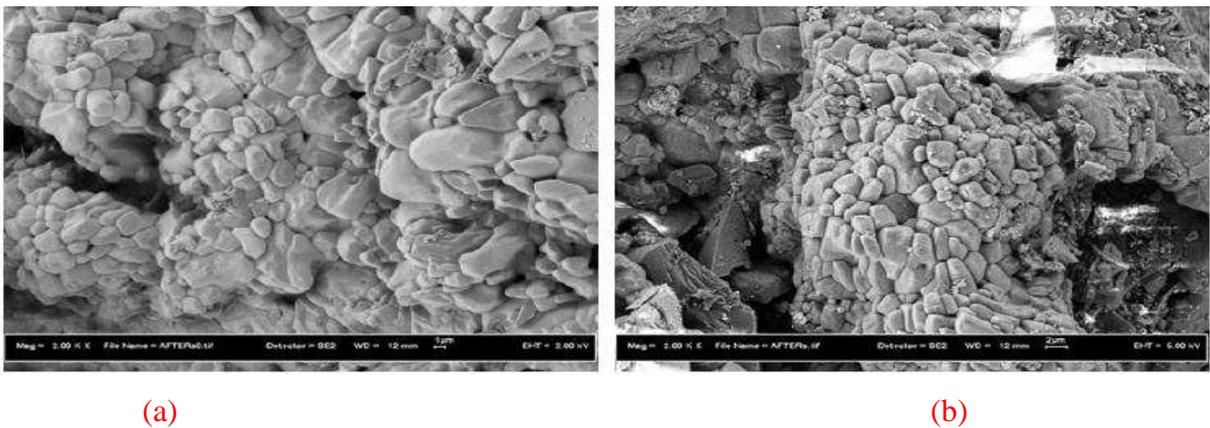


Figure III- 2 : l'IMAGE DE SEM DU DEPOTS DE BaSO₄ DANS UN ECHANTILLON DE GRES A 200 psi ET 80 C°

III.3. Technique préventifs

III.3.1. Injection Continue d'un inhibiteur

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré [13].

III.3.2. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation :

Le placement de l'inhibiteur de dépôt par la méthode de traitement de compression implique de pomper l'inhibiteur de dépôt en bas de concentrique et de le forcer dans la formation.

Le succès du traitement dépend d'une dissolution lente continue de l'inhibiteur de dépôt du réservoir dans le fluide produit.

Un certain produit chimique est également irréversiblement perdu à la formation. Les minéraux de carbonate ou d'argile doivent être présents dans la formation pour maintenir assez d'inhibiteur pour assurer la protection à long terme.

Les traitements de compression ont plusieurs autres inconvénients :

- ❖ La concentration de l'inhibiteur qui retourne avec de la saumure dépend de la chimie du sel d'inhibiteur ; commander est limité.
- ❖ La production perdue pendant la fermeture du puits dans la période du procédé de compression affecte la rentabilité du puits.
- ❖ Quelques puits ne regagnent pas les volumes originaux de production.

III.3.3. Les inhibiteurs

III.3.3.1. Définition des inhibiteurs

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter [16].

Domaine d'utilisation

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminé pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. Ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteur, les réservoirs du pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple : l'eau sanitaire, eau de procédées industriels, eau de chaudière...etc.

III.3.3.2. Propriétés des inhibiteurs

- ❖ **L'activité** : se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.
- ❖ **la stabilité** : Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques)
- ❖ **la résistivité** : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).
- ❖ **Les conditions de sécurité** : L'inhibiteur choisit doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement.
- ❖ **Le prix** : il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre.

III.3.3.3. Types des inhibiteurs

Il existe deux types :

- ❖ **inhibiteurs anti-dépôt** : Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation.
- ❖ **inhibiteur de corrosion** : C'est un composé chimique qui s'ajoute à faibles concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. .

III.3.3.4. Classification des familles d'inhibiteurs

Tableau 3-1 : CLASSIFICATION DES FAMILLES D'INHIBITEURS

<i>La famille</i>	<i>L'inhibiteur</i>
Les amines	RASTOM(1964)
les polyphosphates	NALCO, DONALD, OLEEN, (1970)
les esters phosphoriques	NALCO
Les polyesters	JONG.F, REINHOUDT(1985)
les polymères acryliques	WASTON(1975)

✚ Les différents mécanismes et modification susceptible d'intervenir sont :

- La complexation \longrightarrow DRIKER, REMPELS.
- la chélation et la séquestration \longrightarrow BARTHOLL.
- La formation de film mono moléculaire \longrightarrow BUKOUITC.

III.3.3.5. Mécanisme d'action des inhibiteurs

Les inhibiteurs de dépôts peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux au même temps. Ces inhibiteurs de dépôts ont la capacité de former des chélates avec les cations qui forment les dépôts. Le mécanisme d'inhibition des anti-dépôts diffèrent d'un inhibiteur à un autre. Certains inhibiteurs s'adsorbent sur les sites actifs du cristal ce qui conduit, par suite, à la modification des faciès du cristal, donc à la diminution de l'adhérence de ces cristaux sur les parois des installations et à l'apparition des cristaux désordonnés, mal formés et facile à éliminer du milieu aqueux.

Pour d'autre inhibiteurs, ce sont les groupements fonctionnels qui s'adsorbent sur le cristal, l'autre partie de la molécule reste libre dans la solution ce qui conduit à l'apparition d'une charge électrique importante sur le cristal.

✚ Influence sur la période de germination

L'ensemble des inhibiteurs agissant sur la germination, a pour effet d'augmenter le temps de germination ou de la latence TG, deux manières sont possibles :

- ❖ Diminuer la nucléation homogène : c'est-à-dire, les agents tartrifuges vont modifier le rayon critique des germes.
- ❖ Diminuer la nucléation hétérogène : dans ce cas, les produits vont s'adsorber sur les surfaces possédant des sites de nucléation hétérogène (**Figure III.3**).

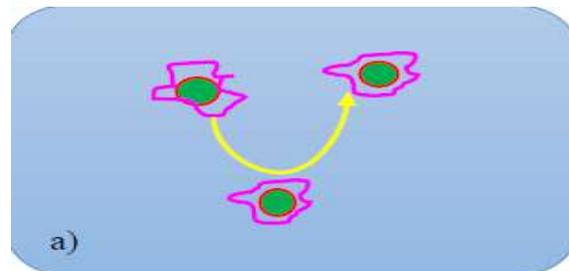


Figure III-3: DISPERSION DES NUCLEUS FORMÉES

✚ *Influence sur la période de croissance.*

L'action de ces produits sur la période de croissance (maximum V_0) avoir plusieurs effets (Figure III.4) :

- ❖ diminution de la vitesse de croissance maximum V_0 .
- ❖ élever le faciès des cristaux obtenus.
- ❖ Diminution de l'adhérence des cristaux formés sur les surfaces.

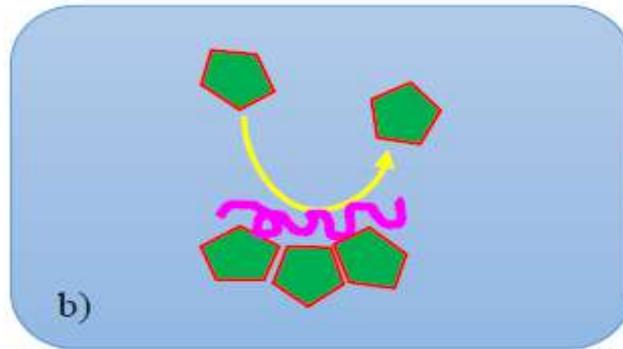


Figure II-4: STABILISATION DES DÉPÔT EN CROISSANCE

III.3.3.6. Le surdosage d'inhibiteur

Problème dû aux perturbations répétées du débit d'eau traitée causant un surdosage en produit de traitement **AD32** qui entraîne l'apparition d'un dépôt jaunâtre (phosphates) [5].

Les principales causes du problème de surdosage sont:

- L'état des pompes **BSB**
- les fuites causées par la corrosion des lignes
- fermetures et ouvertures des puits salés
- les Opérations qui utilisent les puits Albien

III.3.3.7. Inefficacité des inhibiteurs

Le problème qui rencontre les inhibiteurs de dépôts est la réduction de leur efficacité dus à l'existence des ions de Fe^{2+} et Fe^{3+} dans les eaux de gisements.

Les ions Fe²⁺ en présence de l'oxygène de l'air, s'oxydent en Fe³⁺, se précipitant sous forme de Fe(OH)₃. Ce dernier grâce à son grand pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur d'être adsorbé sur les sites de croissance des germes du dépôt.

Pour rendre l'inhibiteur plus efficace, on procède à l'élimination de l'oxygène par des méthodes mécaniques ou chimiques.

III.3.4. Dissolution chimique

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'**EDTA** et les **DTPA** est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide. En peut commander la stabilité du complexe du métal par la concentration en ion d'hydrogène (c.-à-d. pH). Ceci le plus généralement est fait par dissoudre l'**hydroxyde de sodium** en solution pour augmenter le pH de milieu. Une augmentation du pH favorisera la déprotonation des molécules d'**EDTA** et de **DTPA** (c.-à-d. l'enlèvement des atomes d'hydrogène) à la forme (**EDTA**)⁴⁻ ou (des ions de **DTPA**)⁶⁻. Ces complexes d'ion peuvent maintenant adhérer au sulfate de baryum et enlever les ions de Ba²⁺ en conséquence, laissant les ions de SO₄²⁻ en solution [10].

En utilisant les agents de chélation tels que l'EDTA et le DTPA avec l'hydroxyde de sodium en solution pour favoriser le diprotonation de l'EDTA ou du DTPA la où les Na⁺ (aq) sont les ions simplement spectaculaires pour la réaction suivante :

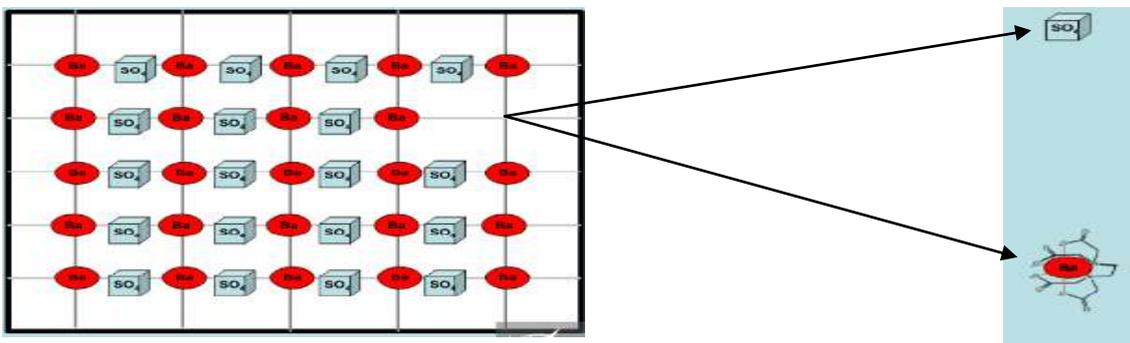


Figure III-5: LES IMAGES ILLUSTRONT COMMENT UN COMPLEXE D'EDTA APPORTE LE SULFATE DE BARYUM A LA DISSOLUTION

III.3.5. Désulfatation des eaux injectées

III.3.5.1. Traitements chimiques par chlorure de baryum BaCl₂

En éliminant les ions formateurs de dépôts, dans notre cas peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl₂ suivant la réaction suivante : $\text{SO}_4^{2-} + \text{BaCl}_2 \rightarrow \text{BaSO}_4 + 2\text{Cl}^-$

III.3.5.2. Un réacteur biologique pour traiter le sulfate

Arnaldo Sarti, a développé un réacteur biologique pour le traitement des effluents industriels contenant du sulfate. Un dispositif capable de réduire jusqu'à 92 % la concentration en sulfate des effluents industriels [14].

Selon Sarti, les résultats, en termes de réduction de sulfate, ont été très significatifs et ont permis de conclure que ce traitement en réacteur biologique, appliqué aux effluents industriels contenant du sulfate, pouvait être utilisé à grande échelle dans le futur. Le procédé utilisé par Sarti repose sur le déplacement de l'ion sulfate par l'action de micro-organismes anaérobies disposés dans un réacteur rempli de charbon, le charbon étant un support inerte qui garantit la maintien des microorganismes par simple adhérence physique. « Le déplacement biologique du sulfate est la solution qui présente le meilleur rapport coût-bénéfice », en comparaison avec d'autres processus chimiques ou physiques.

Privilégier le déplacement biologique du sulfate, Le réacteur anaérobie fonctionne en batch, et chaque traitement biologique est réalisé dans une séquence opérationnelle de 48 heures qui comprend quatre étapes successives:

- alimentation (le liquide est introduit dans le réacteur)
- agitation (le liquide est agité avec les microorganismes)
- réaction (le liquide décante et la biomasse sédimente)
- évacuation (le liquide est évacué)

III.3.5.3. Traitement par (Nanofiltration, Osmosis inverse)

Les unités de traitement des sulfates requièrent un prétraitement de l'eau pour l'élimination des solides en suspension en amont de la membrane de nanofiltration. Et peuvent aussi être équipées d'une petite unité d'osmose inverse de production d'eau douce pour le rinçage de la membrane de nanofiltration.

✦ *La Nanofiltration (NF)*

Utilisé pour les sels minéraux tel que le sulfate, dans une forte rétention globale des espèces ioniques à de faibles concentrations, et dans une séparation entre mono et multivalents pour des concentrations élevées. Les nanofiltres sont mis en œuvre selon le principe de la filtration tangentielle avec un transfert de matière à travers la membrane dû à un gradient de pression pouvant varier de 10 à 40 bars. La couche active de ces nanofiltres est constituée d'un matériau organique ou inorganique présentant une structure microporeuse avec des diamètres de pores de l'ordre du nanomètre [12].

✦ *L'Osmose inverse (OI)*

Elle est employée pour la production d'eau très purifiée entrant dans la composition de boissons industrielles, L'OI permet d'éliminer quasiment tout composé de l'eau. En effet le passage global en sels est très faible (typiquement 1,5 %). Les pressions de service vont de 15 à 80 bars. Le flux d'eau traitée est d'environ 3 à 10 L.h⁻¹.

Les membranes généralement utilisées sont en polyamide non biodégradable de porosité 0,2 nm. Les prétraitements peuvent être très poussés pour éviter toute détérioration de la membrane [15].

III.3.5.4. La distillation :

C'est un système dans lequel l'eau est portée à l'ébullition, puis la vapeur est refroidie jusqu'à ce qu'elle condense dans un récipient séparé. Les substances dissoutes ; telles que le sulfate, restent dans le récipient initial. Si elles sont mises en place correctement, l'unité de distillation peut éliminer presque 100% du sulfate, l'unité de distillation a besoin d'environ 4 heures pour produire 3.8 litres d'eau donc par conséquent ce type de traitement utilise une quantité substantielle d'énergie pour cette opération.

III.4. Traitement curatif

III.4.1. Milling

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide d'un racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels est déposé le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération [9].



Figure III-6: OUTIL DE MILLING

III.4.2. Jetting (jet hydraulique)

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte BaSO₄, c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le colle tubing (**Figure III.7**)



Figure III- 7 : OUTIL DE JETTING

CHAPITRE IV

**OPTIMISATION DE DEBIT D'EAU
INJECTEE ET AJUSTEMENT DU
CONCENTRATION D'AD32**

IV.1 Le système de dessalage dans les champs de Hassi Guettar

IV.1.1. Introduction

Plusieurs études de laboratoires réalisées sur des échantillons prélevés à partir des puits situés dans le champ HGA ainsi que l'analyse des eaux de gisement montrent la présence d'un pourcentage important des sels. Ce dernier entraîne la précipitation des dépôts de sels après un certain temps de production à cause des changements des paramètres thermodynamiques et/ou de sursaturation de l'eau de gisement.

Le gisement de Hassi Guettar est saturée en sel, et pour cela nous mettons en œuvre un système de dessalage qui consiste à traiter l'eau douce par des produits chimiques dans la station du dessalage HGA pour éviter la déposition de ces sels afin d'assurer une bonne production [15].

IV.1.2. Station de traitement HGA

Située en zone Complexe du champ de HMD où on traite les puits d'huiles salés du champ HGA. La station Comprend 3 cuves de 1000 litres [5].

La station de traitement HGA est contrôlée à distance et cela nous permet d'avoir des informations instantanées sur les puits comme elle nous offre la possibilité d'intervenir rapidement sur (Figure V.1) :

- Concentration des produits des traitements
- programmation injection des bactéricides en continue ou par choc
- taux de corrosion
- niveau des bacs
- marche et arrêt pompes etc.
- Débits d'eau injectée

Toutes ces informations nous permettent d'optimiser le traitement chimique



Figure V.1: STATION DE TRAITEMENT D'EAU PAR DES PRODUITS CHIMIQUE

IV.1.3. Les modes de dessalage dans le champ HGA

Il existe deux modes de dessalage :

✓ Dessalage à basse pression

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées : d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB placées près des puits de production [8].

✓ Dessalage avec réseau d'eau pressurisée

Le mode de dessalage à haute pression fonctionne avec de très grandes pressions à l'aide des pompes centrifuges situées à la sortie de station HGA. Ce système distribue de l'eau à tous les puits auxquels il est relié car la pression de fond de ces puits est importante (Figure V.2) [8].

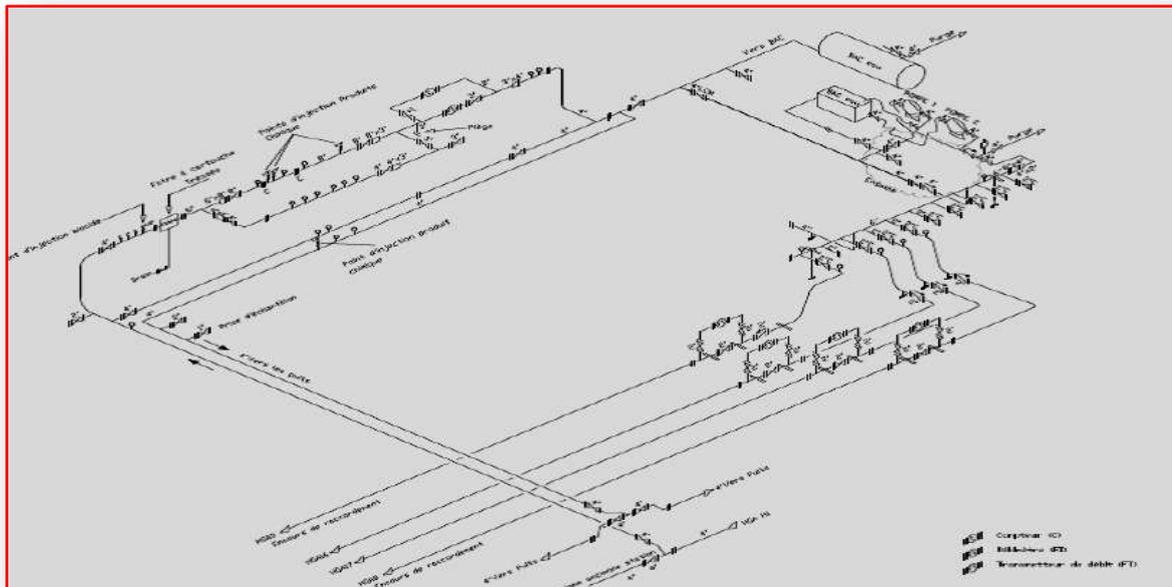


Figure IV-2: RESEAU DE DESSALAGE PRESSURISEE DANS HGA

IV.2. Caractérisations de l'inhibiteur AD32

Tableau IV-1 le tableau .1 montre les propriétés physiques d'AD32 [2].

Tableau IV-2 : Propriété physique et chimique

Nature	Phosphonate
Aspect a 25°C	Liquide
Température de solidification	-5 °C
pH	6 – 8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C (NF T 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m3
Viscosité	10 mPa.s (cPo)

Solubilité : Soluble dans l'eau, solvant organique (insoluble dans l'hydrocarbure)

Pas de risque particulier de l'exploitation de l'inhibiteur AD32.

IV.2.1. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32

Injecté directement dans le système à inhiber, pur ou dilué dans l'eau, de préférence en injection continue à l'aide d'une pompe doseuse.

L'ETUDE DE CAS

IV.3. Problématique

IV.3.1. La chute de production

La production du pétrole dans la région de HASSI GEUTTAR est assistée par l'injection d'eau douce pour éliminer la formation de sel NaCl, cette injection d'eau crée un problème de formation de dépôts sulfate de baryum.

Malgré l'injection se fait d'une façon continue dans les puits HGA pour dissoudre le sel, les tests de jaugeages prouvent une diminution nette du débit de production pendant les années passées dans les puits suivent (HGA3, HGA9, HGA16, HGA17) cette diminutions signale le bouchage de tubing (**Figure V.5**), (**Figure V.6**) [8]

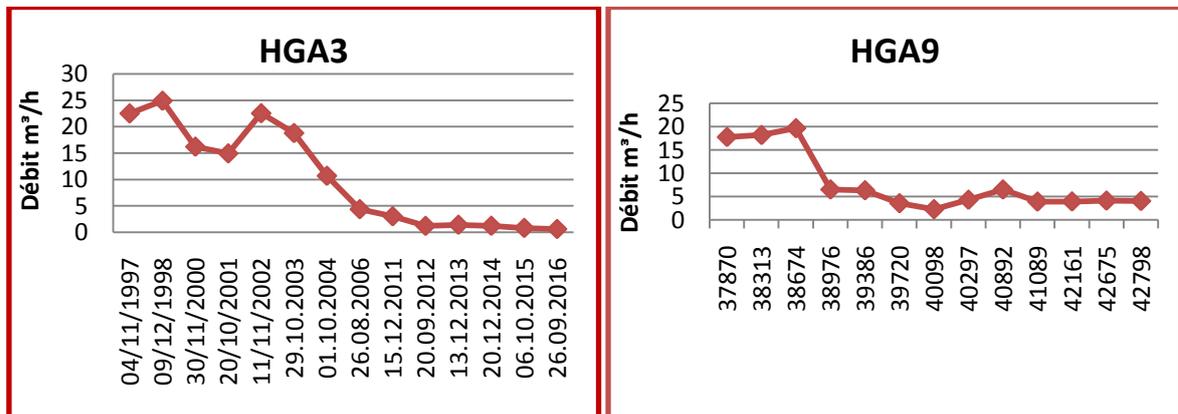


Figure IV-3:LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES Puits HGA3 ET HGA9

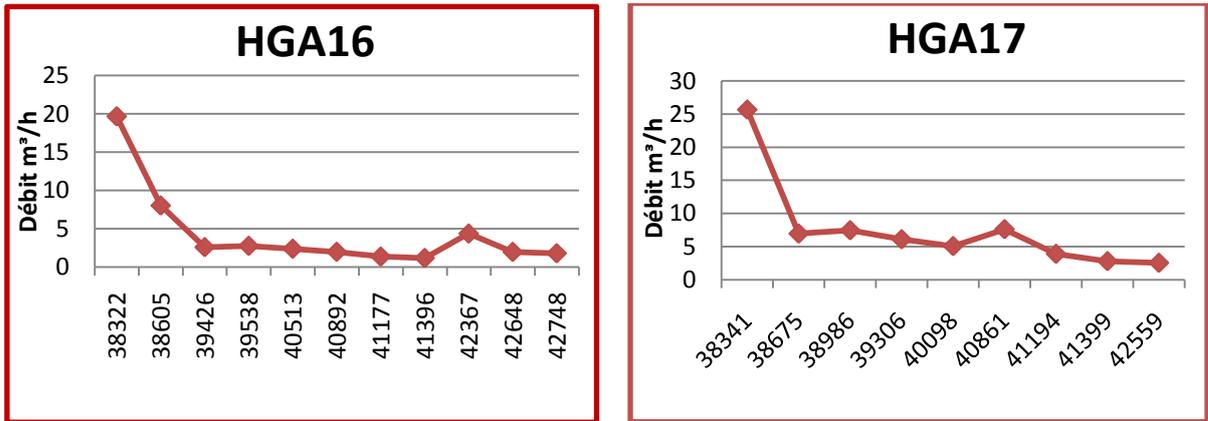


Figure IV-4: LA DIMINUTION DU DEBIT D'HUILE DES PUIITS HGA16 ET HGA17

IV.3.2. Fluctuation des paramètres de gisement

Les paramètres de gisement tel que (la pression, la température, la salinité, le débit d'eau de gisement, composition d'eau de gisement) sont instables durant le temps, sachant que le débit d'eau injectée pour le dessalage doit être régulier en fonction de ses paramètres. La Figure (V. 11) montre la variation de débit d'eau de gisement en fonction du temps [8].

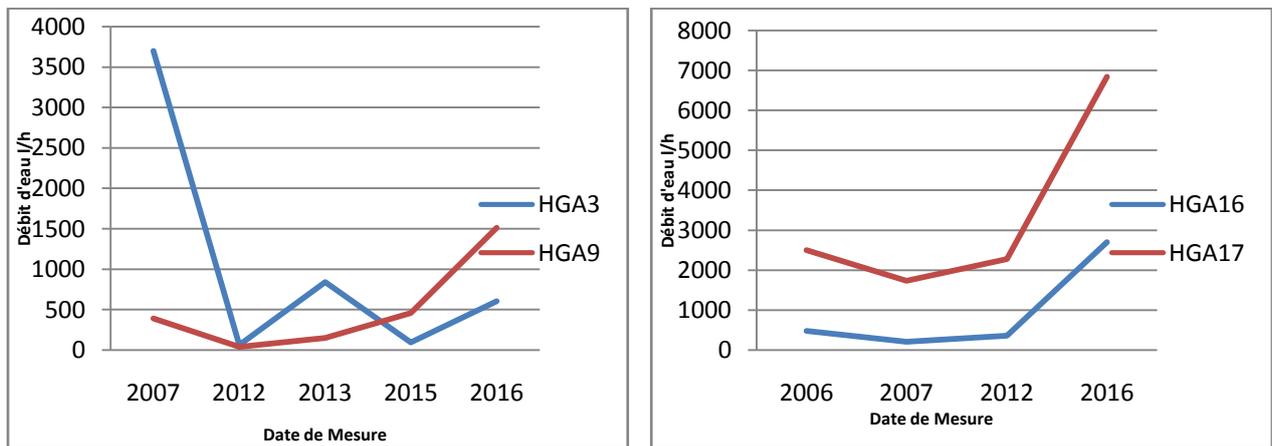


Figure IV-5: LE DEBIT D'EAU DE GISEMENT EN FONCTON DES ANNEES (HGA3-HGA9-HGA16-HGA17)

Selon les données disponibles on a choisi le débit d'eau de gisement comme un paramètre d'étude a cause de la proportionnalité existante entre la salinité et ce débit qu'il définit le débit d'eau injectée pour le dessalage [15].

IV.3.3. Analyse des dépôts

Par l'analyse des échantillons on a trouvé un pourcentage considérable de NaCl ainsi que de BaSO₄ ce qui prouve que la quantité d'eau injectée n'est pas convenable pour un dessalage efficace, les **figures V. (7, 8, 9,10)** montrent les analyses des échantillons de chaque puits [15].

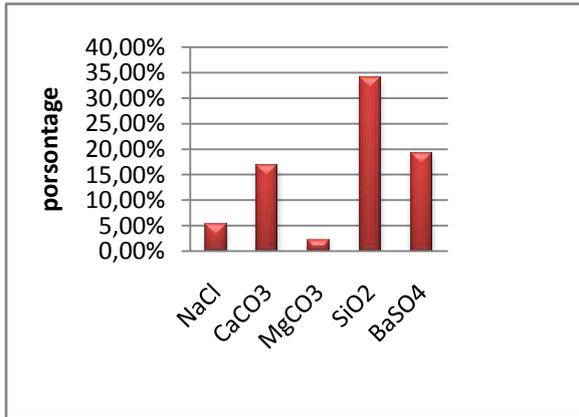


Figure IV-6: ANALYSE DE DEPOTS HGA 9

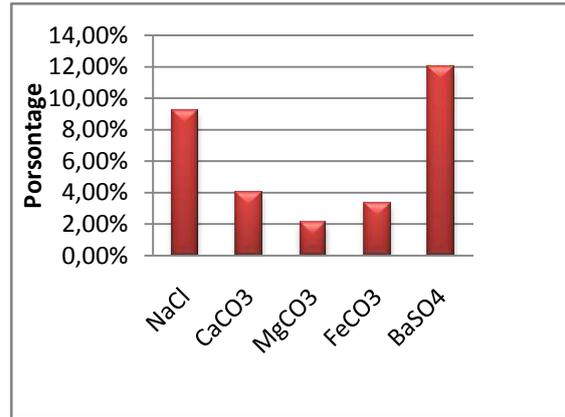


Figure IV-7: ANALYSE DE DEPOTS HGA3

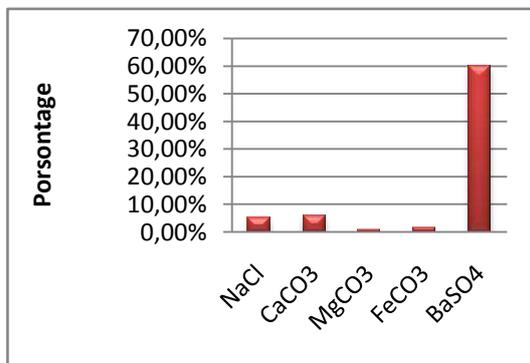


Figure IV-8: ANALYSES DE DEPOTS HGA16

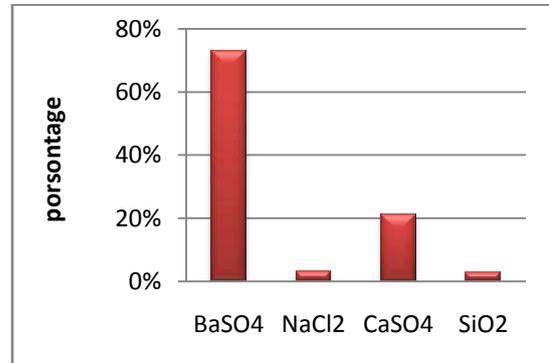


Figure IV-9: ANALYSES DE DEPOTS HGA17

A partir des résultats de laboratoire nous remarquons que la concentration d'AD32 à l'entrée des puits est perturbée, quant à sa quantité à la sortie est insuffisante

La quantité de traitement comprise entre 150 ppm et 160 ppm en fonction de celle présente dans le réservoir ; il est préférable de doubler la quantité de centre de traitement entre 250 ppm-260 ppm afin de réaliser le traitement complet d'eau située en bas, et assurer une concentration considérable de phosphonate pour terminer le traitement dans la partie supérieure (les collectes) [15].

Tableau IV-3 : Les suivis de contrôle dosage d'AD 32 dans les derniers années

Dates	Puits	Entrée		Sortie			
		AD32 (ppm)	pH	Salinité (g/l)	Fe (mg/l)	AD32 (ppm)	SO4 (mg/l)
02/12/2015	HGA3	276	6,3	20,2	512	40	
	HGA 9	141	5	184	1160	12	1004
03/12/2015	HGA16	85	5,1	166	960	4	292
04/12/2015	HGA17	94	5	256	1680	6	350
	HGA8	270	5,68	147,4		20	
11/04/2017	HGA3	234	4,7	142	2280	18	
	HGA9	220	4,6	220	2200	30	
16/04/2017	HGA 9	305	4,78	212	1400	26	
	HGA17	370	4,6	150	512	30	
19/04/2017	HGA3	181	5,04	142	60	16	
	HGA9	182	6,3	20,25		40	
	HGA16	166	6,26	10	2400	24	
	HGA17	194	5,16	202	2200	20	

IV.4. PLAN DE RECHERCHE

IV.4.1 OPTMISATION DE DEBIT D'EAU DE DESSALAGE

- ❖ Etablissement de la corrélation entre le débit injecté et le débit d'eau de gisement
- ❖ Traitement des données pour déterminer le débit d'injection optimal à l'aide de logiciels « PROSPER »
- ❖ Résultat et interprétation

IV.4.2 AJUSTEMENT DE LA CONCENTRATION D'AD32 A LA SORTIE

- ❖ Traitement des données par la relation d'ajustement
- ❖ Résultat et interprétation

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

IV.4.1 Calcul et Optimisation du débit d'eau injectée dans les puits

Les puits HGA 3, HGA9, HGA16, HGA17 ont été sélectionnés pour étudier le problème du dépôt des Na Cl et sulfates de baryum.

❖ Etablissement de la corrélation entre le débit injecté et le débit d'eau de gisement [15]

$$Q_{w_inj} + Q_{w_f} = Q_m \quad \text{« C'est la conservation de masse »}$$

$$Q_{w_inj} \times S_a + Q_{w_f} \times S_f = Q_m \times S_m$$

$$Q_{w_inj} \times S_a + Q_{w_f} \times S_f = (Q_{w_inj} + Q_{w_f}) \times S_m$$

$$Q_{w_inj} = Q_{w_f} \times \frac{S_f - S_m}{S_m}$$

$$S_a = 1 \text{ g/l} \quad \text{« la salinité d'eau albien (injectée) »}$$

$$S_f = 325 \text{ g/l} \quad \text{« la salinité de combien (formation) » dans le champ HMD}$$

Pour éviter la formation de sel :

$$S_m \in [100 - 250 \text{ g/l}] \quad \text{« La salinité de mélange » selon les teste industriel de champs}$$

Si :

$$S_m < 100 \text{ g/l} \quad \text{Le puits son abandonne : on injecte une grande quantité de l'eau}$$

$$S_m > 250 \text{ g/l} \quad \text{La précipitation des sels}$$

Objectif d'étude : $S_m = 240 \text{ g/l}$,

$$S_f = 314 \text{ g/l}; \text{ Dans le champ HGA}$$

A partir du bilane
$$Q_{w_inj} = Q_{w_f} \times \frac{S_f - S_m}{S_m}$$

$$Q_{w_inj} = Q_{w_f} \times \frac{314 - 240}{240}$$

$$Q_{w_inj} = \frac{1}{3} Q_{w_f}$$

❖ **Analyse des donnée par logicielle Prosper**

Logiciels «PROSPER »

C'est un programme d'optimisation et de modélisation de la plupart des configurations des puits dans l'industrie pétrolière et gazière. Il permet de concevoir les réseaux des canalisations utilisées dans l'industrie ainsi que leur exploitation.

L'utilisation du programme PROSPER est basée sur l'exploitation des données extérieures de production, Corrélations de PVT, de VLP (pour le calcul des pertes des écoulements et de pression dans le tubing) et IPR (apport de réservoir). Le logiciel PROSPER établit les prévisions de pression de réservoir et l'écoulement.

Les étapes de traitement par « Prosper »

- ✓ *Matche les data PVT*
 - ✓ *Calcul IPR et VLP*
 - ✓ *Ajuste l'indice de productivité IP*
 - ✓ *Matching IPR avec VLP*
 - ✓ *Choisi le mode (diluente injection)*
 - ✓ *Calcul et saisie les valeurs du débit injecté jusqu'au débit optimum*
 - ✓ *Matching final IPR avec VLP*
- ❖ *Saisie les données*

- *Données de jaugeage*

Tableau IV-4: Données de jaugeage

	Diam. Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)		Débit Eau (l/h)	
		Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Récupérée	Injectée
HGA3	11	0.59	151.53	111	23.7	19	2373	840
HGA9	10	4.03	767.79	191	24.5	17	4212	2700
HGA16	11	1.8	188.90	105	27	20.5	4500	1800
HGA17	16	2.55	676.46	265	29	23	9843	3000

- *Les résultats de teste de Build up*

Le test de remonter de pression (**Build up**) est utilisé pour obtenir des informations sur le puits et le réservoir tel que : la pression du réservoir, skin, perméabilité, le IP, limites du

Chapitre IV Optimisation de Débit D'eau Injectée et Adaptation du Concentration D'AD32
 réservoir. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression [15]

Tableau IV- 5: les données de Build up

Les puits	La date de teste	PG Kg/cm ²	PDF Kg/cm ²	PT Kg/cm ²	Débit M3/h	IP	Skin
HGA3	03/11/2001	463.46	309.54	109	12.92	0.095	45.9
HGA9	23/06/2009	438.75	316.38	90	7.53	0.059	6.08
HGA16	13/08/2004	449.6	408.91	170.8	28.06	0.66	9.98
HGA17	8/11/2004	443.09	394.97	177.7	27.96	0.815	1.84

• **Saisie les DATA PVT:**

- Température de gisement **T =118 (C°)**.
- Densité moyenne d'huile **API = 45**.
- Densité de gaz = **1.206**.
- Pression de bulle = **164 kg/cm2**.
- **FVF=1.594 sm³/sm³**.
- **GOR =168 m³/m³**

Les pourcentages de gaz : (**H₂S =0, CO₂=2.23, N₂=0.29**)

- La viscosité **μ =0.25 cp**

• **Les données de complétion des puits**

Les puits **HGA 3** en **1996**et (**HGA8 - HGA9**) en **2002** et (**HGA16 - HGA17**) en **2004** sont des puits producteur d'huile vertical forées puis complété par tubing **4"1/2** et **CCE 2"7/8** .Sont des puits salé on injecté l'eau dans annulaire **4"1/2** et on produira par la concentrique [15].

Tableau IV- 6: Les données de complétion des puits

Data	Measured Depth (m)			Inside Diameter (inch)			Inside Roughness (inch)		
	Tb	CCE	casing	Tb	CCE	casing	Tb	CCE	Casing
HGA3	3274	3452	3453	2.441	2.441	3.92	0.0006	0.0006	0.0006
HGA9	3407	3450	3469	2.441	2.441	3.92	0.0006	0.0006	0.0006
HGA16	3393	3458	3462	2.441	2.441	3.92	0.0006	0.0006	0.0006
HGA17	3254	4310	3492	2.441	2.441	3.92	0.0006	0.0006	0.0006

A l'aide de logiciel **Prosper**, entrer les donnée de chaque puits et on fait l'optimisation d'injection d'eau (le débit injecté est **1/3** de débit d'eau de réservoir pour éliminer la formation de sel et ou même temps augmenté le débit de production).

On travail par le système **diluent injection** « Annulaire injection-Tubing Production »

Note : Avant de commencer le processus d'optimisation nous avons d'abord corrigé la valeur d'**IP** selon le débit actuelle parce que la valeur d'extrait des anciennes mesures (Build Up 2001)

❖ *Résultat et interprétation*

1/puits HGA3 :

Avant l'optimisation de débit

QL=2.5 m³/h BHP=374kg/cm²

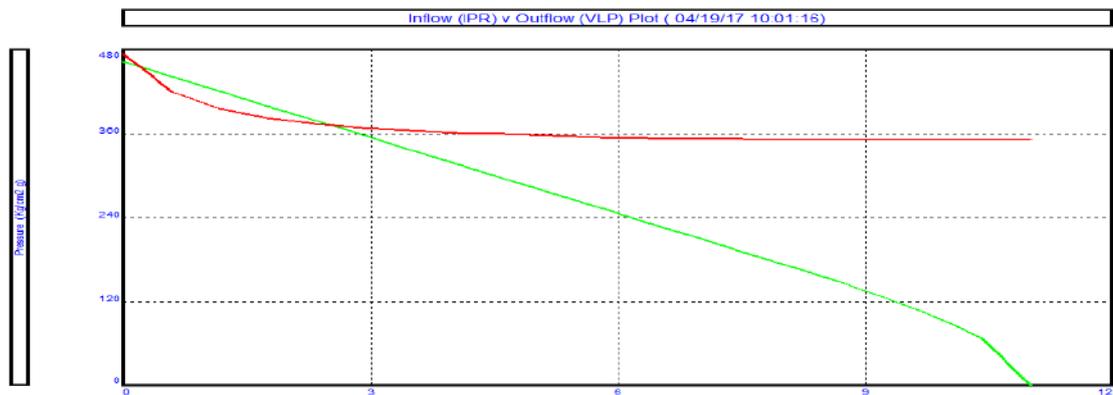


Figure IV-6: DIAGRAMME REPRESENTE LE MATCHING ENTRE L'IPR ET LE VPL

Après l'optimisation de débit

$Q_h = 1.1 \text{ m}^3/\text{h}$ $\text{BHP} = 372.9 \text{ kg}/\text{cm}^2$

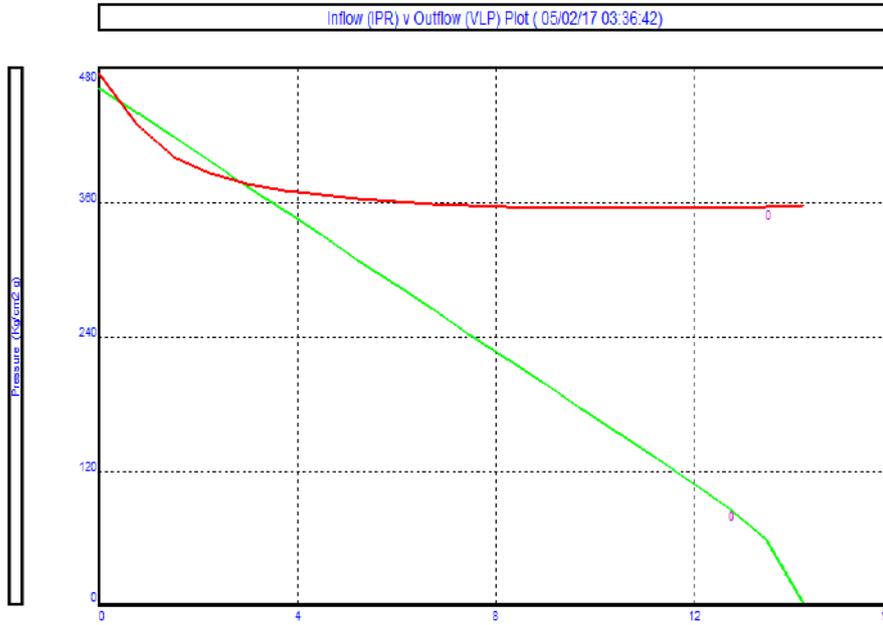


Figure IV- 7 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA3

2/Puits HGA9 :

Avant l'optimisation de débit

$Q_h = 4.03 \text{ m}^3/\text{h}$ $\text{BHP} = 352.8 \text{ kg}/\text{cm}^2$

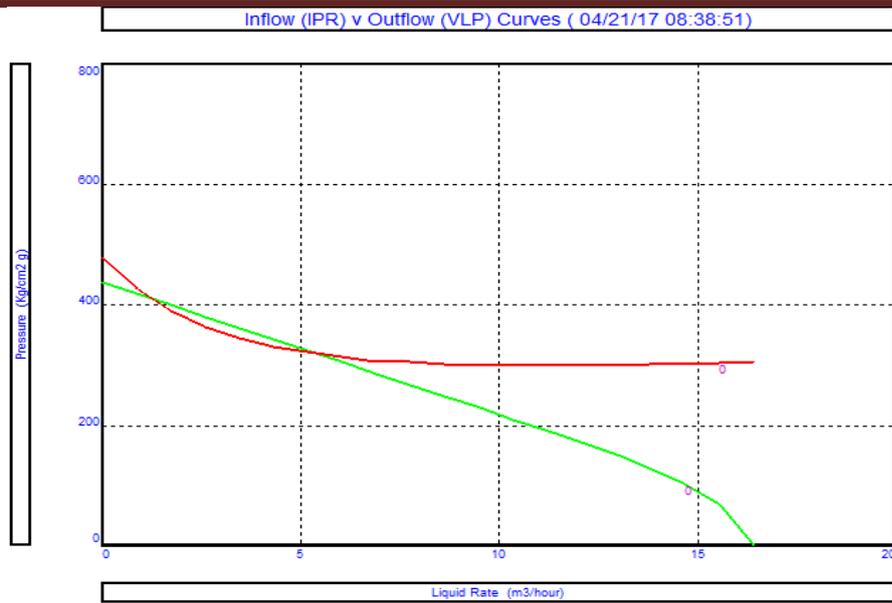


Figure IV-8 : CALAGE DE L'IPR DU PUIT HGA9

Après l'optimisation de débit

$Q_h = 5.8 \text{ m}^3/\text{h}$ $BHP = 267.6 \text{ kg}/\text{cm}^2$

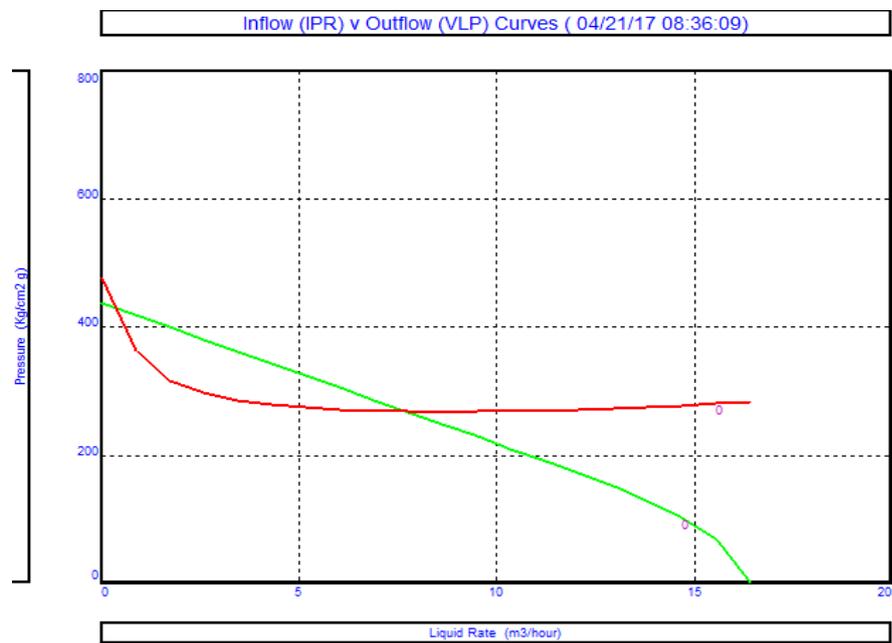


Figure IV-9 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA9

3/Le puits HGA16

Avant l'optimisation de débit

$Q_h = 1.8 \text{ m}^3/\text{h}$ $BHP = 360 \text{ kg}/\text{cm}^2$

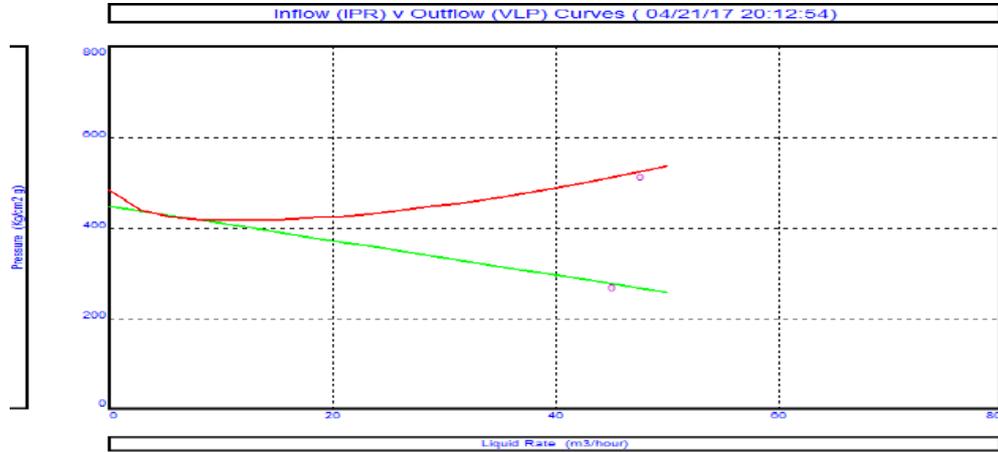


Figure IV-10 : CALAGE DE L'IPR DU PUIT HGA16

Après l'optimisation de débit

$Q_h = 5 \text{ m}^3/\text{h}$ $BHP = 396.8 \text{ kg}/\text{cm}^2$

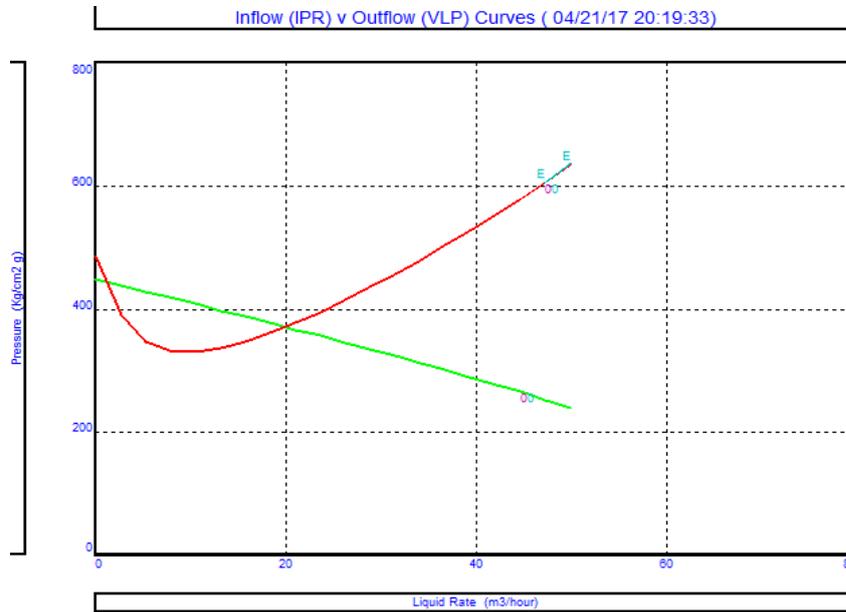


Figure IV-11 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA16

4/Puits HGA17 :

Avant l'optimisation de débit

$Q_h = 2.55 \text{ m}^3/\text{h}$ $\text{BHP} = 372.4 \text{ kg}/\text{cm}^2$

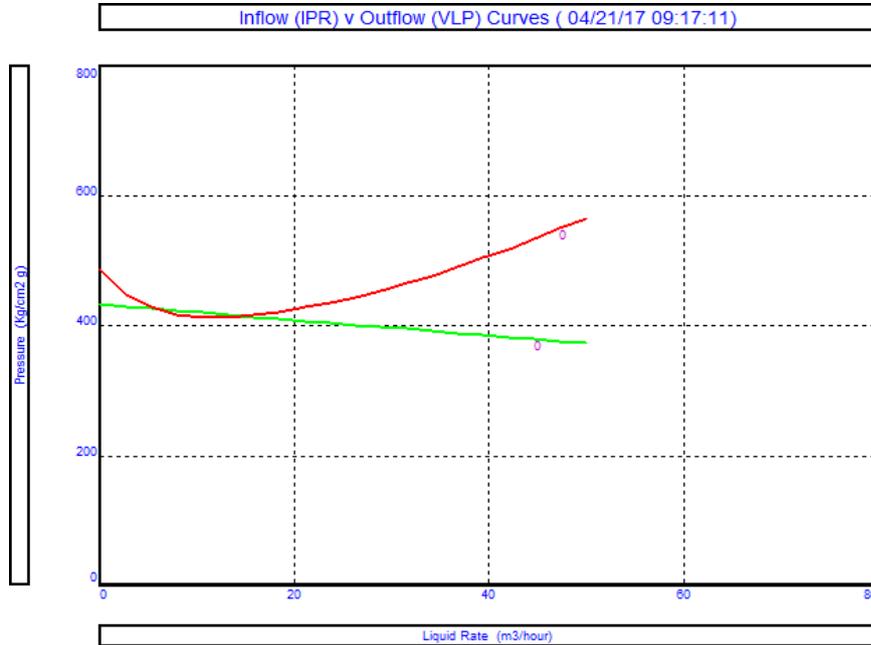


Figure IV -12 : CALAGE DE L'IPR DU PUIT HGA17

Après l'optimisation de débit

$Q_h = 3.4 \text{ m}^3/\text{h}$ $\text{BHP} = 408 \text{ kg}/\text{cm}^2$

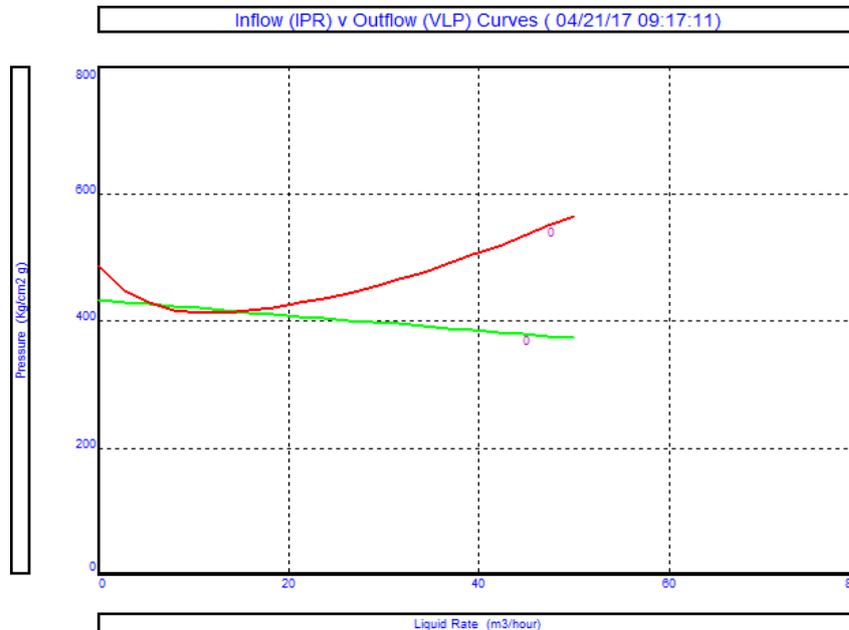


Figure IV- 13 : OPTIMISATION DU DEBIT DE DESSALAGE HGA17

Tableau IV-7 : Récapitulatif des résultats

Puits	Etat actuel			Optimisation dessalage		Gain huile (m ³ /hr)	Observation
	PI (m ³ /hr/kg/cm ²)	Qo (m ³ /hr)	Qw-inj (m ³ /hr)	Qwinj_opt (m ³ /hr)	Qo-opt (m ³ /hr)		
HGA3	0.815	0.59	0.84	0.6	1.1	0.51	-
HGA9	1.095	4.03	2.88	0.63	5.8	1.77	-
HGA16	6.3	1.8	1.8	6.03	5.0	3.2	Gas-lift (GOR=700 m ³ /m ³)
HGA17	20	2.55	3.00	5.86	3.4	0.85	Gas-lift (GOR=700 m ³ /m ³)
Totaux		8.97			15.3	6.27	

➤ Interprétation des résultats

A partir des résultats de l'optimisation du débit d'eau injectée et les analyses nodales on a observé une élévation notable du gain d'huile à 6.27, alors on conclue que le dépôt Na Cl est bien dissous, Cette optimisation est parfaite

Pour les deux puits HGA16 et HGA17, l'injection de gaz-lift est nécessaire afin d'alléger la colonne hydrostatique (GOR=700m³/m³) puisque la quantité optimisé d'eau injectée 6.03 l/h et 5.86 l/h successivement provoque une diminution de pression de gisement.

IV.4.2 AJUSTEMENT DE LA CONCENTRATION D'AD32 À LA SORTIE

Traitement des données par l'application de la relation d'adaptation [15]

$$C' = \{50- 80\text{ppm}\} , \text{l'objectif}$$

$$C_{AD23} = \{200 - 250\text{ppm}\} \text{ selon le teste industriel}$$

$$Qw_inj \times C_{AD23} = Qm \times C'$$

$$C' = \frac{Qw_inj}{Qm} \times C_{AD23}$$

$$C' = P_{w-in} \times C_{AD23}$$

$$C' = (1 - P_{w-f}) \times C_{AD23} \quad \text{ou} \quad C' = \left(1 - \frac{Sm}{Sf}\right) \times C_{AD23}$$

Les suivis de dosage montrent que la quantité d'AD32 à la sortie est insuffisante, en plus l'eau arrivée au puits n'est pas bien traitée car le traitement de la région HGA nécessite une concentration de **250 ppm** selon le test industriel donc on va régler ces concentrations résiduelles avec débit d'eau optimisé, pour cela il faut :

- ✓ Suivre le contrôle du dosage chaque jour.
- ✓ Assurer une concentration de 250 ppm d'AD32 à l'entrée du puits pour éviter la perturbation du dosage.
- ✓ Assurer que la quantité résiduelle d'AD32 soit suffisante pour finaliser le traitement dans la ligne jusqu'à la séparation.

Le résultat de calcul

Nous avons obtenu le débit d'injection optimale précédent et calculé la concentration AD32 à la sortie des puits HGA3, HGA9, HGA16, HGA17 comme le montre le tableau suivant.

Tableau IV-8 Le résultat de calcul

Les puits	Qwinj_opt (m ³ /hr)	Qw_recupéré (m ³ /hr)	C AD 32 ppm	C' AD32 ppm
HGA3	0.6	1.8	250	83.33
HGA9	0.63	1.9	250	82.33
HGA16	6.03	19.5	250	77.3
HGA17	5.86	17.5	250	83.23

La lecture des résultats qui figurent sur le tableau précédant montrent que la concentration C' d'AD32 est convenable pour traiter la colonne et que celle au fond est bien réagie (bien dilué) avec le cambrien, cela assure un bon fonctionnement d'AD32. En adaptant la concentration d'inhibiteur AD32 à l'entrée selon la concentration à la sortie dans le cas où de celle de la sortie est différente de 70 ppm.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION

Le problème des dépôts de sulfate de baryum est très fréquent dans la région de HGA. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau d'albien riche en sulfates et celle du cambrien riche en baryum.

Le travail met en évidence les dépôts de sel pour atteindre deux buts prédéfinis: l'optimisation du débit d'eau de dessalage et l'adaptation du dosage de l'inhibiteur AD32.

Nous avons déterminé l'amélioration du débit d'injection dans chaque puits à l'aide de logiciel « Prosper » où nous avons atteint des améliorations assez significatives de production. Le gain total de production de ces puits est **6.27m³/h**.

Le calcul des quantités résiduelles d'inhibiteur **AD32** sont suffisantes afin de poursuivre le traitement jusqu'au séparateur. Donc on assure des quantités suffisantes de l'inhibiteur **AD32** pour éviter la précipitation des dépôts de sulfates de baryum au fond de puits.

L'efficacité de l'inhibiteur **AD32** est instable .Elle nécessite un contrôle continue de la concentration de l'inhibiteur à la sortie et un ajustement de celle de l'entrée.

Nous avons proposé également des solutions radicales pour empêcher la formation de ces composés de sulfate par l'injection d'une eau traitée préalablement dans les puits. Les méthodes proposées reposent sur le traitement de l'eau injectée par la désulfatation complètement. Cela inclut les techniques telles que la Nanofiltration , l'Osmose inverse,)

Nous proposons comme une solution idéale le système de prévention Enmax qui se compose de neuf métaux différents tels que le cuivre, le zinc et le nickel etc..... et qui forment un catalyseur spécial lorsqu'ils placés en contact avec les fluides. Afin d'empêcher la formation des dépôts de sulfate ainsi pour améliorer la qualité d'eau injectée, actuellement ce système est au cours d'essai dans le champ de HMD.

BIBLIOGRAPHIE :

[1] A.KOUIDEI 2015-2016 « Critères de choix d'une complétion gaz lift, avec un système de dessalage » Mémoire Master Production Académique, Université Ouargla.

[2] ALIA KHAOULA et CHENGUEL RYM .2014 « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud »Master Génie des Procédés Option Génie Chimique, Université d'El Oued.

[3] AMER BADR MOHAMMED BIN MERDHAH 2007-2008 «Scale formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water » the degree of Master of Engineering (Petroleum), Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering University of Technologies Malaysia.

[4] « Approche géologique et structurale sur le champ Hassi Messaoud »SONATRACH - IAP 2005.

[5] B.CHTIBI. 2011 « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédés.

[6] BENSEDDIK M^{ed} ALHADJ .ALI MADACI SEYF EDDINE 2012-2013 « Optimisation des sales non éruptifs (choix d'une complétion adéquate) », Mémoire Master Production Professionnel, Université Ouargla.

[7] Cours Reservoir Engineering.

[8] Data Banc DP SONATRACH 2017.

[9] Engineered High – Pressure Jetting Service SHLUMBERGER 2014.

[10] Environmental Science and Technology 33(16) · July 1999 with 655 Reads.

[11] « Généralité sur le champ Hassi Guettar SONATRACH » SONATRACH -IAP 17Aute 2010.

[12] Gillow, J., M. Hay and J. Horst, 2014. In Situ Sulfate Mine Water Treatment – Practical Engineering in the Field.

[13] HALLIBURTON BEST PRACTICES “ Scale Prevention “.

- [14] <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/59113.htm> 18/05/2009
- [15] M.HMAMD, rapport les analyse de échantillonne l'laboratoire, SONATRACH 2008.
- [16] O. KHLEFI 2010 « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production.
- [17] Read more:<http://www.lenntech.es/biblioteca/osmosis-inversa/que-es-osmosis-inversa.htm#ixzz4gu650euL>.
- [18] Robert J. Ferguson and Baron R. Ferguson the Chemistry of Strontium and Barium Scales October 20 -23, 2010 Reno, NV, USA.
- [19] Z. LALMI 2008, «Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud», Mémoire de Magister.

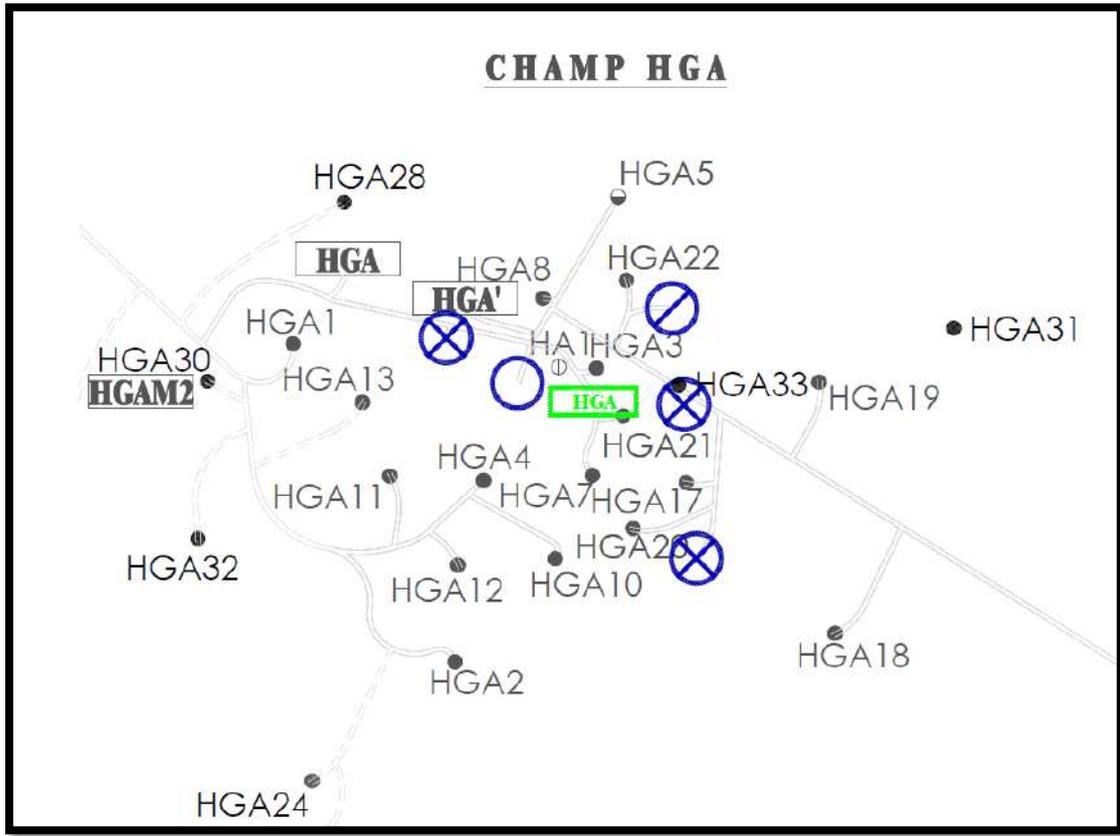


Figure 1. RESEAU D'EAU DE DESSALAGE STATION HGA

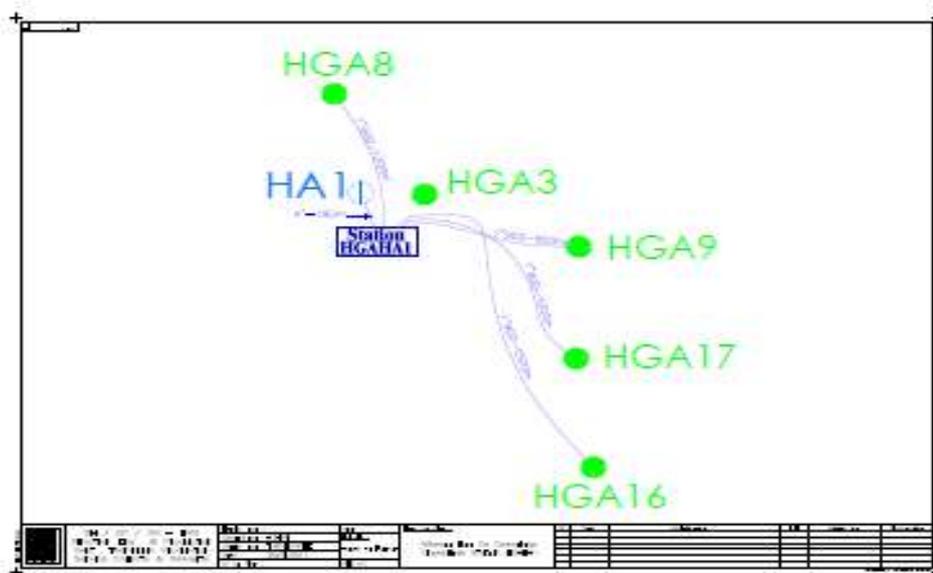
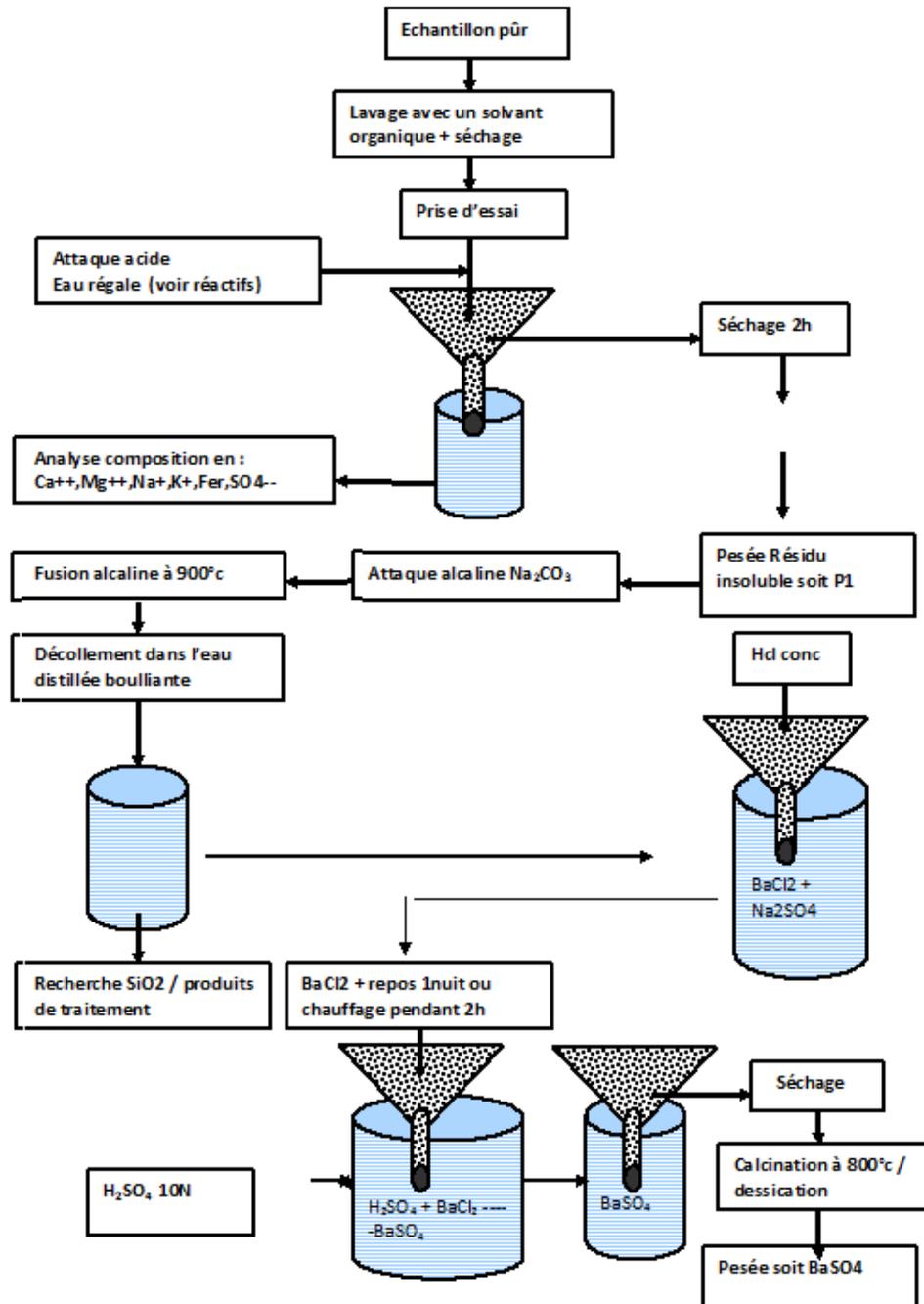


Figure 1 LES Puits SALE DANS LE CHAMP HGA

Analyse des dépôts**Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt**

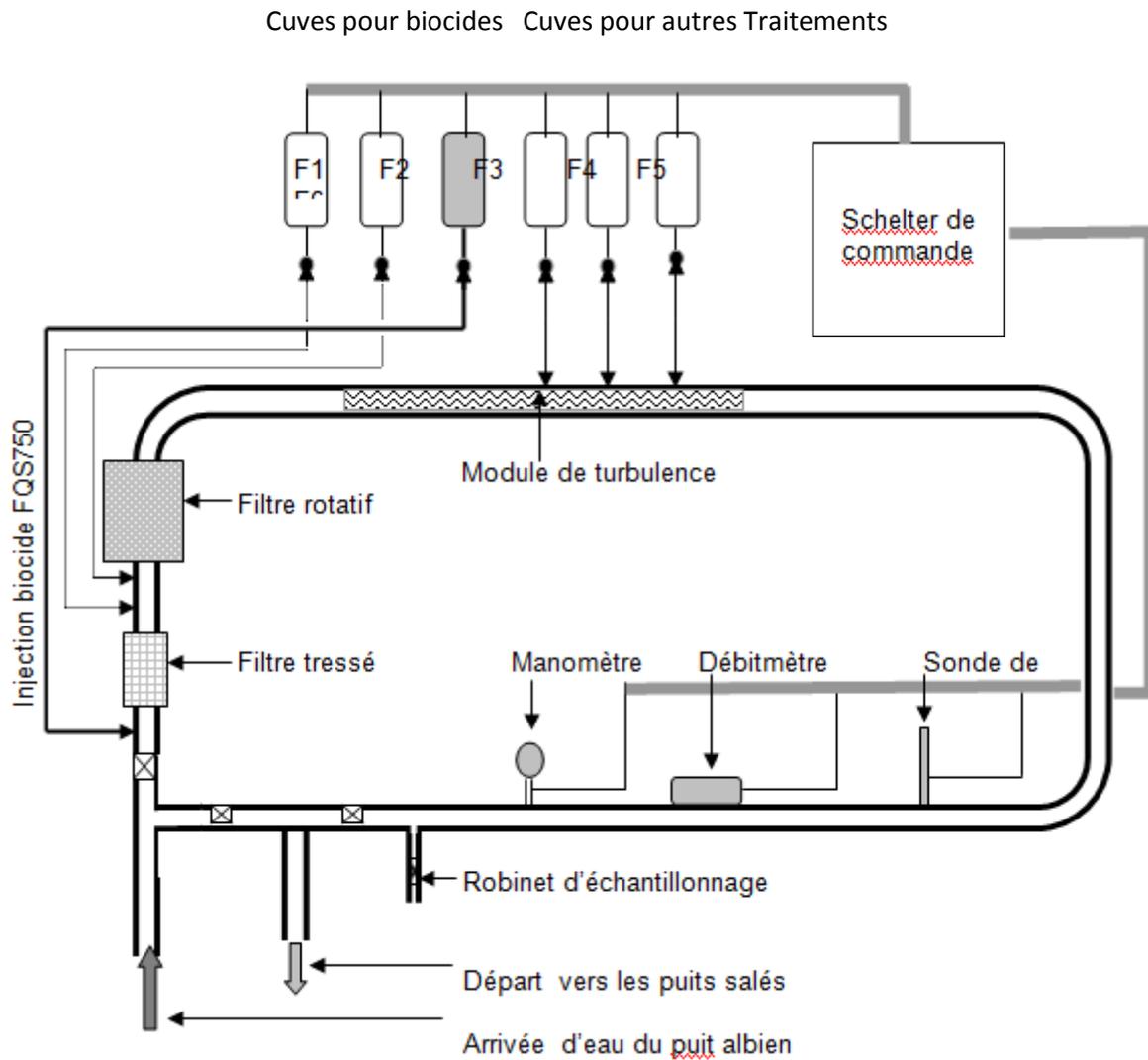


Figure 2. RESEAU EAU DE DESSALAGE STATION HGA

Résumé

Le dépôt de sels minéraux constitue le problème majeur lors l'exploitation des gisements de champ Hassi Guettar.

Ce phénomène est le résultat de la forte salinité de l'eau de gisement (350 g/l) et de l'incompatibilité des eaux d'injection dans les puits producteurs, et des eaux de gisement.

Deux remèdes sont pratiqués pour lutter contre les dépôts de sel

- Le dessalage des puits producteurs par injection d'eau douce de l'Albien
- L'inhibition des dépôts de $BaSO_4$ par AD32

L'efficacité du dessalage de puits producteur dépend de débit d'eau injecté, alors que l'incompatibilité peut être remédiée par l'ajustement de la concentration de l'inhibiteur AD32.

Le traitement des donnée a été effectué à l'aide du logiciel Prosper.

Les mon clé : dessalage, inhibition, dépôts, l'incompatibilité, optimisation AD32

الملخص

الترسبات الملحية تشكل لنا المشكل الغالب في انتاجية الحقل البترولي لحاسي قنار الناتجة عن ارتفاع ملوحة ماء التي تصل الى 350 غ/ل و عدم التوافق بين الماء المحقون في البئر المنتج وماء الخزان

علاجين تم تطبيقهما من أجل محاربة الترسبات الملحية:

ازالة الملوحة من البئر المنتج من خلال ضخ الماء العذب

تنشيط ترسبات كبريتات البر يوم من خلال المثبط AD32

فعالية عملية ازالة الملح من البئر المنتج متعلقة بكمية الماء المحقونة و عدم التوافق الماء المحقون و ماء الخزان يتم حله بتعديل تركيز المثبط

عملية تحسين ضخ الماء تكون بمعالجة المعطيات من خلال برنامج Prosper

الكلمات المفتاحية (ازالة الاملاح , التنشيط , الترسيب , التحسين , عدم التوافق, AD32)