

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 professionnelle

Présenté Par :

FINDOU Hamza et CHANDAD Yahya

-THEME-

**Injection double (gaz et eau) dans le champ Gassi El
Agreb HASSI MESSAOUD**

Soutenu le : 09 / 06 / 2024 devant le jury composé de :

Présidente : M^{me} BENTEBBA FATIMA ZAHRA	MAB	Univ. Ouargla
Examinatrice : M^{me} HAFSI FADILA	MAA	Univ. Ouargla
Promotrice : M^{me} CHEIKH SABRINA	MAA	Univ. Ouargla

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

Louange à Dieu, Seigneur des mondes, et que la bénédiction et la paix soient sur le messager le plus honorable, notre maître Muhammad, ainsi que sur toute sa famille et ses compagnons.

Nous adressons nos sincères remerciements et notre gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ces notes.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre promotrice, Madame CHEIKH Sabrina, pour les conseils continus, le soutien scientifique et moral qu'elle nous a apportés pendant la période de préparation de notre mémoire de fin d'étude.

Nous remercions les membres de jury : Madame BENFEBBA FASSIMA ZAHRA et Madame HAFSI FADILA pour leur temps et leurs efforts dans la discussion et l'évaluation de ces travaux.

Nous remercions aussi les travailleurs de DP-GEA pour les précieuses informations qu'ils nous ont fournies pour mener à bien ce travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements à nos familles pour leur soutien moral et matériel continu, qui a eu un grand impact sur la réalisation de ce travail.

Nous n'oublions pas nos collègues et amis qui n'ont pas lésiné sur nous en matière de conseils et d'assistance. Vous avez tous nos remerciements et notre appréciation.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à:

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à Mes chers frères

et à tous les membres de ma famille.

Je dédie ce travail à tous les membres de l'association

Anwar Al-Bashaer

Aussi, je dédie travail à tous mes Cher amis.

CHANDAD YAKHYA



Dédicace

*À la mémoire de mon cher père, qu'Allah ait son âme, qui a toujours été
mon soutien et mon inspiration dans la vie.*

*À ma chère mère, merci pour ton soutien, ta patience et ton
encouragement constant.*

*À mes frères et sœurs, merci pour votre soutien et votre
encouragement constant.*

*À mes chers professeurs, toute ma gratitude pour
le savoir et les conseils que vous m'avez apportés.*

À mes amis, merci pour votre soutien et votre aide.

FINDOU HAMZA

Résumé :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole est de déplacer les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, dont les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits. Parmi les techniques utilisées, la double injection effectuée dans les puits qui ont un double problème tels que : les dépôts de sel et l'augmentation de volume d'eau produit (water Cut). Le but de notre étude est de combattre les deux problèmes cités précédemment par la double injection (eau et gaz) dans le puits candidat AR99 par le concentrique qui assure un système de dessalage pour minimiser la fréquence des opérations de coiled tubing et les pertes de production causé par les bouchages et qui améliore la production par l'activation de puits par le Gas-lift. Le logiciel PIPESIM a été utilisé pour l'optimisation de la double injection. Les résultats de l'optimisation montrent un gain de production de 316 STB/j avec une diminution de débit d'eau et de gaz injectés à une profondeur de 3000m.

Mots Clés : Optimisation, Double injection, Gaz lift, Eau injectée, Logiciel PIPESIM, Gain de production

Abstract:

The natural exploitation of an oil deposit involves bringing hydrocarbons to the surface under favorable conditions by its natural depletion. Once this energy does not meet production constraints, where the reserves in place are significant, new recovery techniques are introduced in order to improve the potential and the characteristics of the wells. Among the techniques used, double injection carried out in wells which have a double problem such as: salt deposits and the increase in volume of water produced (water Cut). The aim of our study is to combat the two problems mentioned above by the double injection (water and gas) in the candidate AR99 well by the concentric which ensures a desalination system to minimize the frequency of coiled tubing operations and production losses. caused by blockages and which improves production by activating wells by Gas-lift. The PIPESIM software was used for the optimization of the double injection. The optimization results show a production gain of 316 STB/d with a reduction in the flow of water and gas injected at a depth of 3000m.

Keywords: Optimization, Double injection, Gas lift, Water injected, PIPESIM software, Production gain

ملخص :

ان الاستغلال الطبيعي لمكامن النفط هو نقل المحروقات إلى السطح في ظل ظروف مواتية، من خلال استنفاذها الطبيعي. وبمجرد أن لا تلبى هذه الطاقة قيود الإنتاج، حيث تكون الاحتياطيات الموجودة كبيرة، يتم إدخال تقنيات الاسترداد الجديدة من أجل تحسين إمكانات وخصائص الآبار. ومن التقنيات المستخدمة، الحقن المزدوج الذي يتم إجراؤه في الآبار التي تعاني من مشكلة مزدوجة مثل: الترسبات الملحية وزيادة حجم المياه المنتجة. الهدف من دراستنا هو مكافحة المشكلتين المذكورتين أعلاه عن طريق الحقن المزدوج (الماء والغاز) في البئر المرشح AR99 بواسطة المركز الذي يضمن نظام تحلية لتقليل تكرار عمليات الأنابيب الملتفة وفقدان الإنتاج الناجم عن الانسداد والذي يعمل على تحسين الإنتاج من خلال تنشيط الآبار عن طريق الرفع بالغاز. تم استخدام برنامج PIPESIM لتحسين الحقن المزدوج. تظهر نتائج التحسين زيادة في الإنتاج قدرها 316 STB /اليوم مع انخفاض في كمية المياه والغاز المحقون على عمق 3000 متر.

الكلمات المفتاحية: التحسين، الحقن المزدوج، رفع الغاز، حقن الماء، برنامج PIPESIM، مكاسب الإنتاج

Table des matières	
Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Nomenclature	VI
Introduction générale	VII

CHAPITRE I : Présentation du champ de Gassi EL Agreb

Introduction	03
I.1. Situation géographique	03
1.2. Description du réservoir	04
1.3. Stratigraphie du réservoir	05
1.4. Caractéristiques pétro-physiques.....	06
1.5. Développement de la région.....	07

CHAPITRE II : Dépôts de sels et injection d'eau

Introduction.....	10
II . 1.Salinité.....	10
II.2. Origine des sels.....	10
II.2.2. Influence des divers paramètres.....	11
II.2.2.1. Température.....	11
II.2.2.2. Pression.....	11
II.2.2.3 Salinité.....	11
II.2.2. Lois de la salinité	11
II.3. Mécanismes de précipitation des sels.....	12
II.3.2 Prévention et Gestion.....	13
II.4. Type des dépôts de sels.....	13
II.4.1. Sels solubles.....	13
II.4.2. Sels peu soluble.....	13
II.4.3. Sels insolubles.....	14
II.5. Problèmes lies aux sels.....	14
II.5.1. Problèmes de corrosion.....	15
II .5.1. Traitement de la corrosion des pipelines.....	15

II.5.2. Problème de bouchage	15
II.5.2 .1. Dépôts d'asphaltène.....	16
II.6. Remèdes et les préventions	16
II.6.1.2. Lavage périodique	18
II.6.2. Travail au câble (wire-line)	18
II.6.3. Produits chimiques	18
II.6.4. Coiled tubing.....	18
II.7. Eaux d'injection.....	19
II.7.1. Introduction	19
II.7.2. Rôles fondamentaux de l'eau d'injection.....	19
II.7.3. Traitement de l'eau d'injection.....	19
II.7.3.1. Contrôle bactérien.....	19
II.7.3.2. Compactibilité de l'eau d'injection et de l'eau de gisement.....	20
II.7.3.3. Désémulsionnant.....	20
II.7.3.4. Corrosion.....	20
II.7.4. Compatibilité des eaux d'injection et de formation GEA	20
II.8. Equipement d'injection de l'eau.....	20
II.8.1. Équipement de fond	20
II.8.2. Équipement de surface	21

CHAPITRE III : Gaz lift et la double injection (eau et gaz)

Introduction	23
III . 1. Principe de gaz lift.....	23
III.2. Types de Gas lift	24
III.2.1. Selon le mode d'injection.....	24
III.2.2. En fonction du type de complétion.....	25
III.2.3. En fonction du circuit d'injection en surface.....	26
III.3. Compositions du gaz injecté.....	27
III .4. Applications du gas-lift	27
III .5. Principaux paramètres du gas-lift	28
III .6. Avantages et inconvénients du gas-lift.....	29

IV.4 .5. 2. Calcul du débit d'eau de dessalage (quantité d'eau à injecter).....	51
IV.4.5.3. Calcul de la quantité d'eau.....	52
IV.4.5.4. Estimation du water-cut qui résulte de l'injection	52
IV.4 .5. 5. Optimisation d'eau injecté et water cut	53
IV. 4.6 .Optimisation de gas-lift injecté dans le puits AR99.....	55
IV.4.6.1. Sensibilité en cas de débit d'injection Gaz-lift augmente.....	55
IV.7. Sensibilité en cas de changement de la profondeur de CCE.....	56
IV.4.7. Efficacité de la double injection optimisée.....	58
IV.5. Schéma Récapitulatif	59
Conclusion et recommandations	
References bibliographiques	
Annexe	

Liste des figures

Figure (I .1) : Situation géographique du champ GEA	03
Figure (I.2) : Localisation du champ El Agreb.....	04
Figure (I.3) : stratigraphie du réservoir El Agreb.....	05
Figure (I.4) : Présentation des données de porosité et de perméabilité d'El Agreb.....	06
Figure (I.5): Courbes des perméabilités relatives d'eau et d'huile.....	07
Figure (II.1) : Exemple sur la corrosion d'une pipe	15
Figure (II.2): Dépôt d'asphaltène dans les tubings de production.....	16
Figure (III-1) : Principe de gas lift.....	23
Figure (III.2). Activation par gaz lift continu.....	24
Figure (III.3) Activation par gaz lift intermittent.....	25
Figure.(III-4) : Complétion conventionnel et simple du gaz lift.....	33
Figure (III.5) : Concentrique (CCE).....	34
Figure (III.6) : Olive de suspension.....	35
Figure (III-7) : Tête de puits.....	36
Figure (III.8) : Autre équipements de surface.....	37
Figure (IV.1) : Production brute historique est projetée pour GEA	39
Figure (IV.2) : Evolution de la pression de réservoir.	40
Figure (IV.3) : Organigramme de fonctionnement de PROSPER.....	43
Figure (IV. 4) : Historique de la pression de puits AR99.	47
Figure (IV. 5) : Historique de la production de puits AR99.	47

Figure (IV.6) : Corrélations de l'écoulement vertical de puits AR 99.....	48
Figure (IV.7) : Point de fonctionnement du puits AR 99.....	49
Figure (IV.8) : Courbe de solubilité du NaCl en fonction de la température.	52
Figure (IV.9) : Effet du débits d'injection de gaz lift sur la production.....	55
Figure (IV.10): Point de démarrage de puits AR99 avec la pression actuel.....	56
Figure (IV.11) : Effet de changement de la profondeur de CCE.....	57
Figure (IV.12) : Double injection (gaz et eau).....	60

Liste des Tableaux

Tableau(I.1): Tableau récapitulatif des drains du réservoir El Agreb.....	06
Tableau (III.1) : composition de gaz	27
Tableau (IV. 1): Données de champ d'E Agreb fournit au logiciel Prosper.....	46
Tableau (IV.2) : Coordonnées et altitudes de puits AR 99.	47
Tableau (IV.3): Données du puits AR99.	48
Tableau (IV.4) : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.....	50
Tableau (IV.5) : Résultats d'un test de jaugeage pour le puits AR99.	53
Tableau (IV.6) : Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection dans le puits AR 99.....	54
Tableau (IV.7): Effet de débits de gaz lift injecté sur la production.....	56
Tableau (IV.8) : Résultats de la sensibilité en cas de changement de la profondeur de CCE.....	57
Tableau (IV.9) :Effet de water cut sur la production.....	58
Tableau (IV.10) : Comparaison de la production avant et après l'optimisation de la double injection (gaz & eau).....	58
Tableau (IV.11): Différence entre débit d'huile réel et optimiser.....	59

Nomenclature

P_r : pression dans le réservoir [Psia].

P_c : Pression de tête calculée [Psia].

P_b : Pression de bulle [Psia].

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

P_m : Pression de tête mesurée. [Psia].

Q_{inj} : Débit d'eau injecté.

Q_f : Débit d'eau de formation

S_s : Salinité seuil g/l.

S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) g/l.

S_f : Salinité de l'eau de formation g/l.

Q_w : C'est le débit d'eau produit de la formation et l'eau injectée. . (m^3/j)

Q_0 : Débit d'huile produit. (m^3/j)

Q_g : Débit d gaz . (m^3/j)

GL : gaz –lift

IP : indice de productivité

IPR : Inflow Performance Relationship

WOC : water oil contact

W CUT : water cut (%)

GEA : Gassi Al El Agreb

Conversion

$$1^\circ F = 1.8^\circ C + 32$$

$$1 \text{ Psi} = 6894,76 \text{ Pa} = 0.07 \text{ Kgf /cm}^2$$

$$1 \text{ Darcy} \cong 0,987 \times 10 \text{ m} \cong 1(\mu\text{m})^2$$

1cP=10⁻³.Pa.s

Lb/100f =0, 48 Pa

1dyne /cm= 10⁻³ N/m.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

L'évolution de l'économie contemporaine se manifeste par une augmentation constante de la consommation d'énergie. Les hydrocarbures, tels que le pétrole brut et le gaz, sont actuellement la principale source d'énergie. Effectivement, ils assurent la majeure partie de la consommation mondiale d'énergie. Toutefois, une sélection de plus en plus rigoureuse est en cours : le monde contemporain ne requiert pas seulement toujours plus d'énergie, il exige qu'elle soit fournie de manière adéquate et dans des conditions satisfaisantes.

Dans nombreux puits l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante entre le puits et le réservoir pour le faire s'écouler dans les installations de surface, dans d'autres puits l'énergie naturelle ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile

Cette technique est l'une des méthodes d'activation les plus couramment utilisées, car elle ressemble au processus d'écoulement naturel et peut être considérée comme une extension de celui-ci.

L'injection double (gaz et eau) par le CCE est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Il s'agit d'injecter du gaz et de l'eau comprimée dans la colonne de production avec un niveau de compression maximal.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit de gaz et eau injecté pour un ensemble des puits afin d'améliorer et maximiser le débit d'huile produit et pour achever cette optimisation nous allons utiliser le logiciel «PROSPER ».

- ❖ Le premier chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Gassi E Agreb ainsi que les caractéristiques pétro physiques du réservoir de ce champ
- ❖ Le second chapitre présente une généralité sur les sels et leurs conséquences sur la production
- ❖ On décrit au niveau du troisième chapitre l'activation de puits par gaz lift leur principe, type et ces applications et la double injection
- ❖ Le dernier chapitre présente une double optimisation pour s'assurer de la résolution de ces deux problèmes. En d'autres termes, le traitement des dépôts tout en optimisant la production.
- ❖ Enfin, cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude et la nécessité de rechercher et développer de nouvelles techniques.

CHAPITRE I
Présentation du
champ de Gassi EL
Agreb

Introduction

Les champs d'El Gassi, Zotti et El Agreb (champs GEA) a été découvert en 1956 et exploité par SONATRACH avant de passer sous statut de groupement dénommé SONAHESS le 21/10/2000 l'association a pris fin en janvier 2016.

Le principal redéveloppement subsurface du projet existant prend la forme du projet de compression et de réinjection de gaz (GCR) à El Gassi, de l'augmentation d'injection d'eau à Agreb Ouest et de la pratique du gaz lift sur tous les champs.

I.1. Situation géographique

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-Ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud, ayant les coordonnées Lambert suivants :

Longitude : 5°45 Est

Latitude : 30°59 Nord

Le gisement d'El-Gassi se situe dans la partie sud de la dorsale de Hassi-Messaoud.

Ce soulèvement sépare le bassin d'Oued-Mya à l'ouest du bassin d'Illizi-Ghadames à l'est. Tous les gisements d'huile le long de cette dorsale ont pour réservoir d'huile principal le cambrien Ra [1].

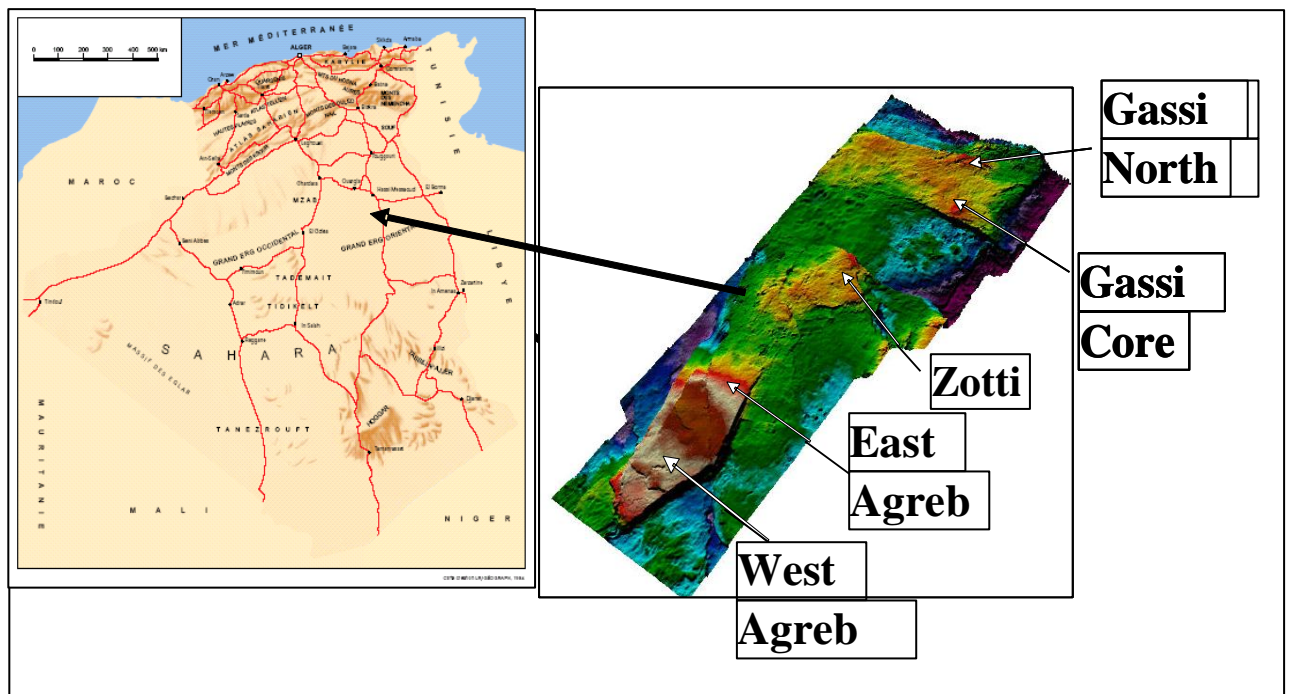


Figure (I.1): Situation géographique du champ GEA [1]

Une autre caractéristique prédominante de la dorsale de Hassi-Messaoud est que toutes les culminations structurales (anticlinaux) ont été profondément érodées et incisées par la discordance hercynienne. A El-Gassi, la discordance n'a pas érodé le réservoir Ra, alors qu'aux gisements de Zotti et El-Agreb, elle a enlevé une partie de l'intervalle du réservoir.

On s'intéresse dans notre étude au champ d'El Agreb

Le champ d'El Agreb se trouve dans la partie Sud-ouest de la structure de Gassi-El Agreb à environ de 47km d'El-Gassi.

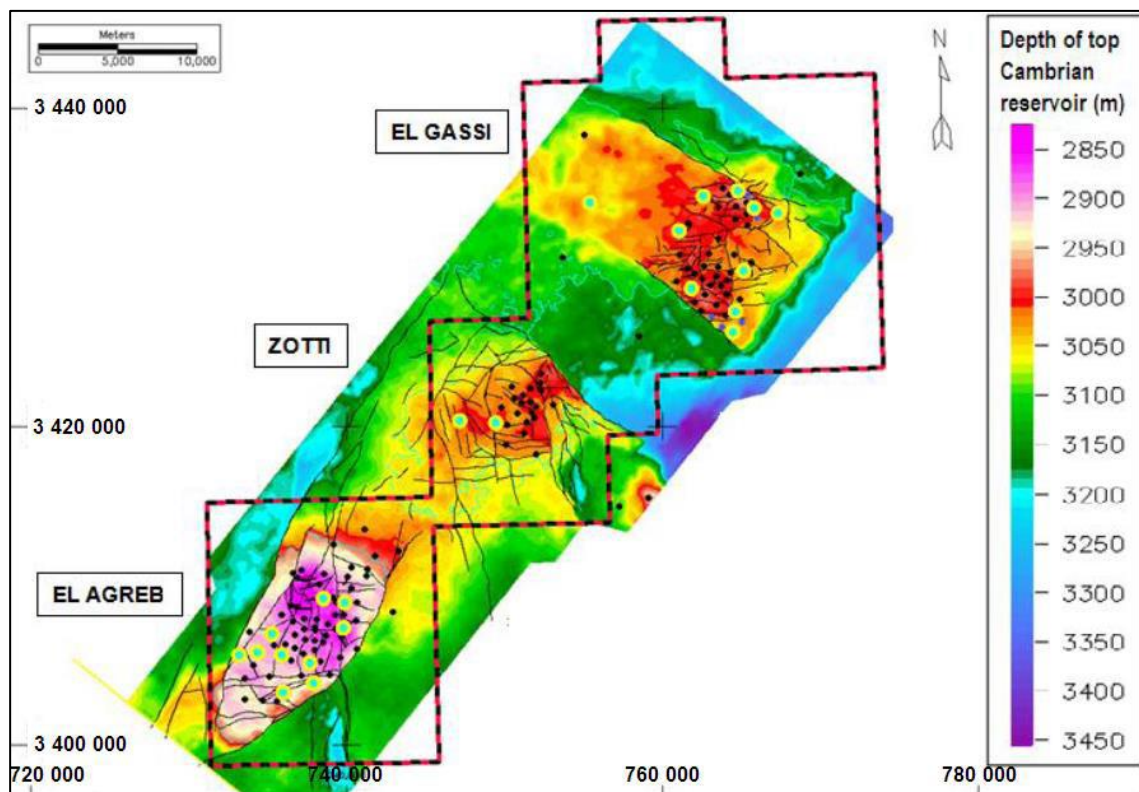


Figure (I .2): Localisation du champ El Agreb [1].

1.2. Description du réservoir

Structuralement, le gisement d'El Agreb est situé dans la partie sud de la zone haute Hassi Messaoud. Il est lié aux plis en dôme bien suivis sous la discordance hercynienne.

La structure d'El Agreb est remplie d'huile jusqu'à sa fermeture à environ 125 m (hauteur utile moyenne), l'interface eau-huile se trouve à la cote absolue -2975 m d'environ.

1.3. Stratigraphie du réservoir

Le gisement d'El Agreb est de type granulaire, il est représenté par un anticlinal érodé au sommet.

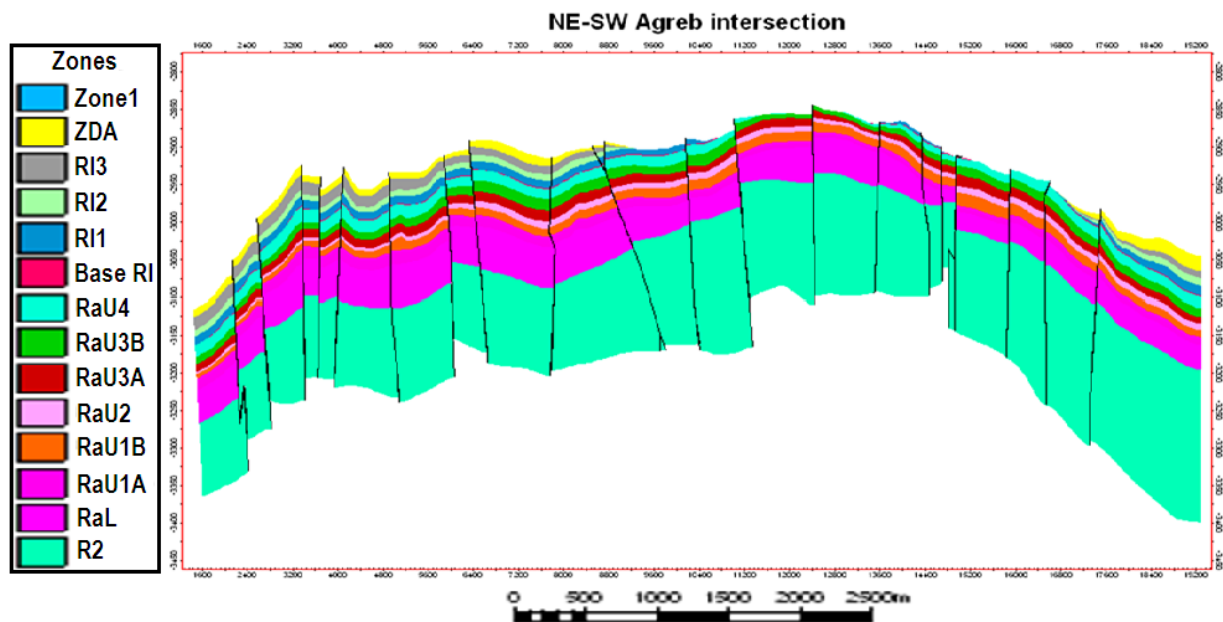


Figure (I.3): Stratigraphie du réservoir El Agreb.

Le réservoir d'El Agreb comprend trois lithozones gréseuses d'âge cambrien : R1 (Ra+Ri), R2 et R3 respectivement de haut vers le bas. Le réservoir d'El Agreb comprend trois lithozones gréseuses d'âge cambrien : R1 (Ra+Ri), R2 et R3 respectivement de haut vers le bas

Ri : Ce réservoir est érodé dans la partie centrale du champ.

Ra : Ce réservoir est situé sous la discordance hercynienne et il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias. Cette lithozone représente la couche productrice qui renferme la majorité des réserves récupérables.

R2: Série gréseuse à ciment argileux d'une épaisseur moyenne de 75m, elle possède des caractéristiques pétrophysiques médiocres, sa perméabilité est inférieure à 1 md.

R3: Série très argileuse, elle est traversée seulement au puits AR08 avec une épaisseur de 68m. Cette lithozone est complètement noyée par l'eau

Tableau (I.1): Tableau récapitulatif des drains du réservoir El Agreb.

AGE	Hassi Messaoud	Ali (1975)	Balducchi and Pommier (1970)	Legrand (1985)	Revised	
Ordovician	ZdA		El Gassi Sst. *		ZdA	
Cambrian	Ri	RA		El Gassi Sst./Miribel Sst. Fm.	Ri	
	Ra	Drain 4 Drain 3 Drain 2 InterDrain Drain 1	RB/RC	Ra	RaU	RaU4 RaU3 RaU2 RaU1
	R2		RD	R2	RaL	
	R3		RE	R3	R2	
					R3	
Precambrian	BASEMENT					

1.4. Caractéristiques pétro-physiques

Les propriétés de la roche réservoir variées d’une façon très rapide et ses caractéristiques principales moyennes sont : la porosité : 9%, la perméabilité : 7,45md.

Les données de porosité et de perméabilité obtenues par l’analyse conventionnelle des carottes sont représentées dans le graphe semi logarithmique ci-dessous. On peut observer sur le graphe une dispersion plus forte que celle des données de Al Agreb, cela est dû à l’hétérogénéité importante du réservoir El Agreb.

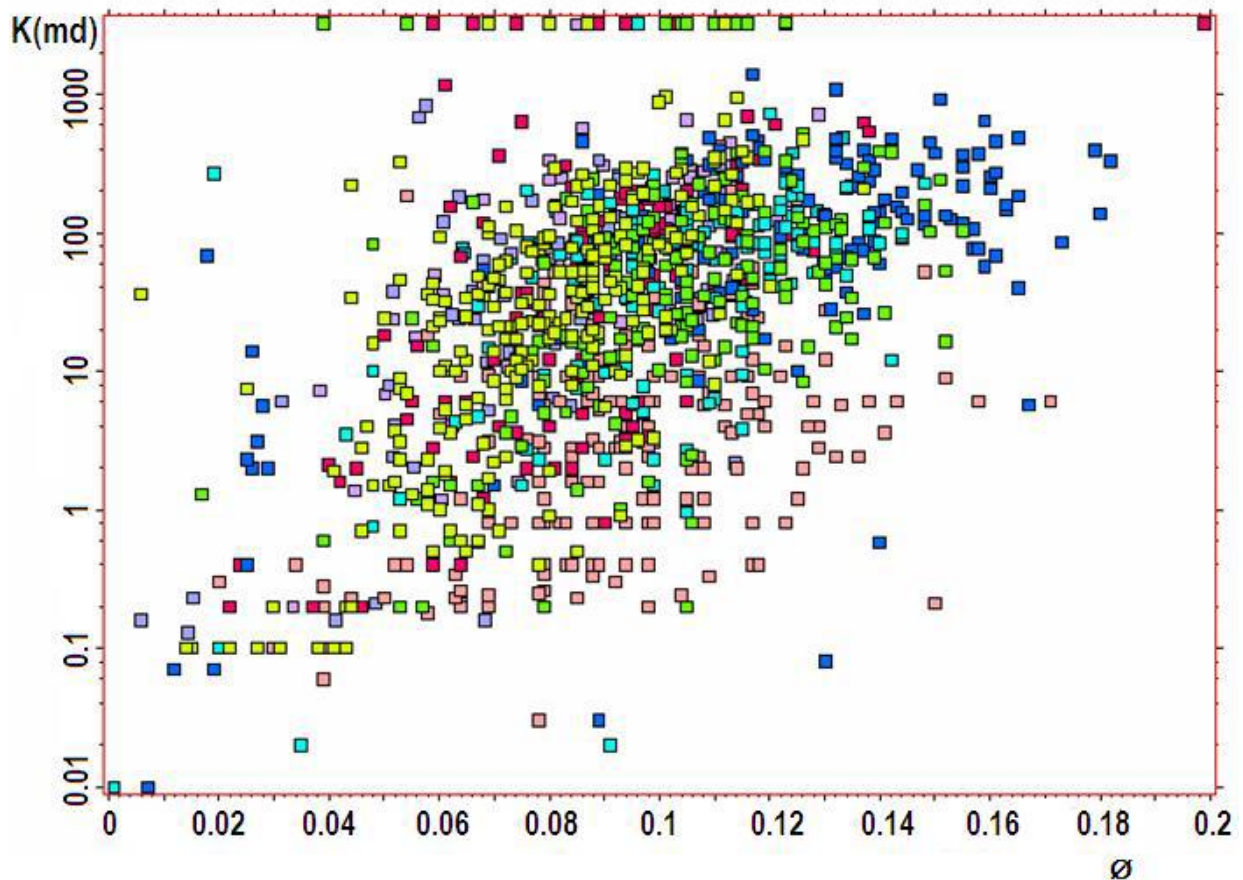


Figure (I.4) : Présentation des données de porosité et de perméabilité d’El Agreb

Le graphe suivant représente les courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation d'eau avec $S_{wc}=0.15$ et $S_{or}=0$

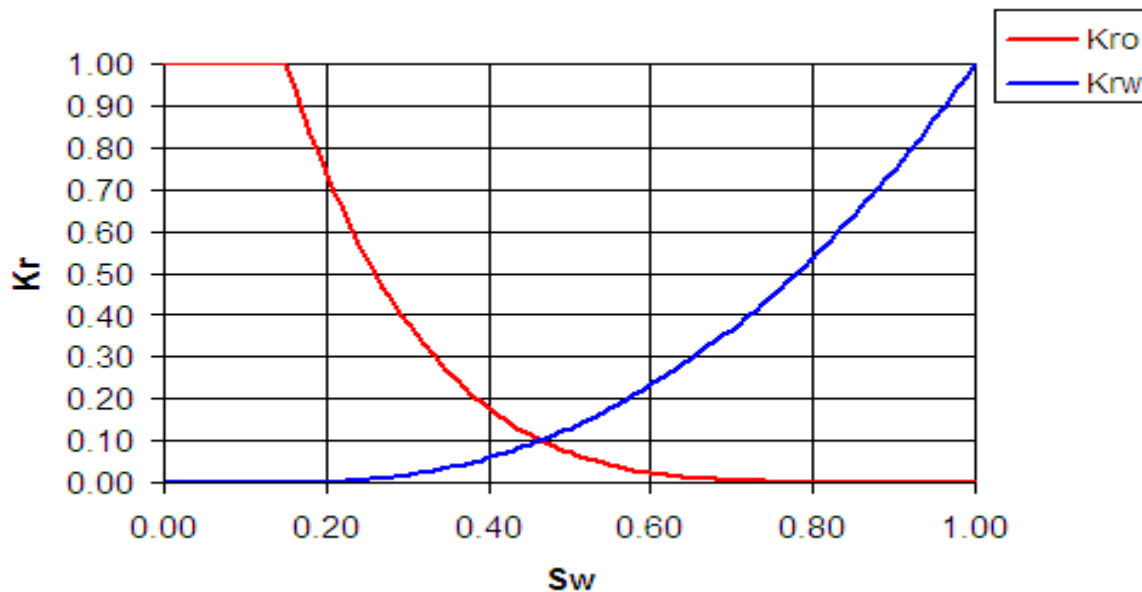


Figure (I. 5) : Courbes des perméabilités relatives d'eau et d'huile

1.5. Développement de la région

On peut distinguer quatre périodes de développement de ce champ :

- **1^{ère} période de 1960 à 1965 :**

Cette période est caractérisée par son programme de forage intensif, 16 puits ont été forés : AR02-06-07-08-09-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20.

Une augmentation rapide de la production qui avait atteint 30 000 STB/Day à la fin de l'année 1963, puis elle a subi une chute due aux fermetures temporaires des puits à cause des dépôts d'asphalte à l'intérieur des tubings de production.

- **2^{ème} période de 1966 à 1983 :**

Le forage de 06 puits AR21-22-23-24-25-26 sur champ entre 1966 et 1968 et la reprise des puits fermés sont associés par la réhabilitation de la production à plateau initial.

L'injection d'eau a été commencée sur ce champ en 1966 par le puits AR11 avec 20 000 STB/Day dans la partie Nord-est du champ, puis en 1967 par le puits AR20 avec 1310 STB/Day dans la partie Sud-ouest.

En 1968 un nouveau plan d'injection a été établi par la mise en injection de puits AR25 avec 11 000 STB/Day dans la partie Nord du gisement pour faire face à la chute de pression enregistrée dans le réservoir.

L'injection sur le puits AR20 a été arrêtée en 1972. L'injection sur le puits AR11 a été arrêtée en 1976 car aucun impact sur la pression n'a été enregistré, le puits AR02 a été converti en injection en 1976 avec 9000 STB/Day et l'injection d'eau continue sur AR25 jusqu'au 1979 où une barrière de perméabilité confirme l'inefficacité de l'injection sur ce puits.

Un nouveau puits AR09 est converti en injection d'eau en 1978 avec 10 000 STB/Day.

Le potentiel de production est continu de chuter, les deux puits AR27-AR28 forés en 1972 n'ont aucun apport important sur la production, cette chute de production est due à la fermeture des puits AR26 en 1972, AR23 en 1976 et AR10 en 1979 et le noyage du puits AR17 en 1980.

A la fin de cette période, la production du champ est de l'ordre de 5000 STB/Day.

- **3^{eme} période de 1983 à 1999 :**

L'injection sur la partie Nord-est de gisement a continué jusqu'à Novembre 1988, la date d'arrêt d'injection d'eau sur le champ d'El Agreb, car aucune réponse de pression n'a été enregistrée sur la partie Sud-ouest du champ qui a continué à produire sous l'effet de la déplétion naturelle, ce comportement est expliqué par l'existence d'une barrière de perméabilité subdivisant le gisement d'El Agreb en deux parties.

Un programme de forage a été entrepris entre 1990 et 1994 pour l'implantation de 11 puits AR34-AR35- AR36- AR37-AR38-AR39- AR40- AR41- AR42- AR43- AR44, le taux de production a été augmenté à 21 000 STB/Day en 1996 après le démarrage de projet gas lift, la réalisation des fracturations hydrauliques sur les puits AR22-37-38-39-44 ainsi que la reprise en production des puits AR06-12-16-21-27-32.

En juin 1999 un nouveau schéma d'injection d'eau a été entrepris par la mise en injection de la station AR02 et des puits injecteurs AR10-AR14-AR27.

- **4^{eme} période de 2000 à 2012 :**

Le forage sur ce champ est repris en juin 2001 par le puits AR45 qui a été mis en production en septembre 2001, la poursuite des travaux de forage sur ce champ jusqu'à la fin de 2006 a réalisé 25 puits : 46-47-48-49-50-80-81-82-83-84-85-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100-ARJ03-ARJ05 dont les puits AR47-49-50-83-90-93-94-95 horizontaux et les puits ARJ03 et ARJ05 producteurs d'eau de jurassique.

L'apport de forage, des fracturations hydrauliques réalisées sur la majorité des puits et de la reprise en side track des puits AR06-21-32 ont porté la production à 40 000 STB/Day.

Les puits producteurs AR41, 43, 48, 82 sont convertis en injecteurs d'eau en 12/2003, 03/2007, 06/2007 et 10/2004 respectivement, AR100 est mis en injection en 03/2007.-

CHAPITRE II

Dépôts de sels et injection d'eau

Introduction :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement.

Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile. [11]

II . 1. Salinité :

La salinité d'une eau est la masse du sel qu'elle contient en solution dans une quantité donnée. Elle s'exprime en mg / l ou ppm quelque fois en grains par gallons (1grain par un gallon = 17.14). La salinité des eaux de gisement varie de quelques ppm pour les eaux douces jusqu'à plus de 400 g / l, pour les saumures trop chargées (la salinité la plus forte observée est celle du gisement de Michigan qui contient 642 g / l de sel). La salinité des formations sédimentaires croit en générale avec la profondeur à cause de la gravité ou encore que les eaux de couches profondes ont été soumises plus longtemps aux différents phénomènes responsable a des augmentations de la teneur en sel. Plusieurs exceptions à cette règle ont été observée qui trouvent leur explication soit dans les accidents géologiques soit par le fait que les couches profondes ont peu mieux bénéficier de l'apport des eaux météoriques. [11]

II. 2. L'origine des sels :

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement : $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%, $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%, $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70%.

La salinité d'un brut implique une venue d'eau, visible ou non en surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. La salinité d'eau va créer des dépôts de sels dans différentes conditions. [11]

II.2.1 Influence des divers paramètres

II.2.1.1 Température :

Elle a une action très importante sur la solubilité, en règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité, mais il existe des exceptions comme : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins solubles à chaud .[11]

II.2.1.2 Pression :

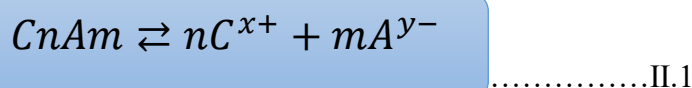
En règle générale la pression a peu d'influences sur la solubilité des sels, cependant, les variations des pressions provoquent des variations de concentration en gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. (Des dépôts de carbonate de calcium peuvent apparaître de cette façon). [11]

II.2.1.3 salinité :

En ce qui concerne les solutions diluées, il est possible d'assimiler les activités des différents ions présents à leurs concentrations. La présence d'ions rapprochés dans des eaux chargées en sels entraîne des interactions électrostatiques significatives entre eux. L'effet est d'autant plus marqué que le nombre et les charges des ions en présence sont élevés. Il est caractérisé par la force ionique, qui est la somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges.

II.2.2. Lois de la salinité :

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



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit :

$$\frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]}{[C_nA_m]} = \text{constant} \dots\dots\dots\text{II.2}$$

(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_nA_m) est unitaire. Dans ces conditions :

$$[C^{x+}]^n \times [A^{y-}] = S \quad \dots\dots\dots\text{II.3}$$

Cette constante S est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques. [11]

II.3. Mécanismes de précipitation des sels :

La précipitation des sels dans les équipements pétroliers est un problème courant qui peut entraîner des dépôts nuisibles et des obstructions dans les pipelines et autres équipements. Voici quelques mécanismes et facteurs principaux qui contribuent à ce phénomène : [11]

- **Saturation et Solubilité**

Lorsque l'eau produite lors de l'extraction du pétrole contient des sels dissous, ceux-ci peuvent précipiter si les conditions de température, de pression ou de concentration changent. Lorsque la solubilité d'un sel est dépassée, il précipite. Les sels communs incluent le chlorure de sodium (NaCl), le sulfate de calcium (CaSO₄) et le carbonate de calcium (CaCO₃).

- **Température**

L'augmentation de la température peut réduire la solubilité de certains sels, provoquant leur précipitation. Par exemple, le sulfate de calcium est moins soluble à des températures élevées, ce qui peut conduire à la formation de dépôts solides dans les échangeurs de chaleur et les pipelines.

- **Pression**

Des variations de pression peuvent également affecter la solubilité des sels. Une diminution de la pression peut entraîner la libération de gaz dissous (comme le CO₂), modifiant le pH et favorisant la précipitation de sels comme le carbonate de calcium.

- **Mélange de Fluides**

Le mélange de différentes eaux de formation ou d'injection peut entraîner une sursaturation et la précipitation de sels. Par exemple, l'injection d'eau de mer dans un réservoir contenant de l'eau riche en sulfate peut conduire à la formation de sulfate de baryum (BaSO₄) ou de sulfate de strontium (SrSO₄). [11]

II.3.1. Prévention et Gestion

Pour prévenir et gérer la précipitation des sels, les techniques couramment utilisées incluent :

- ✓ Injection de produits chimiques inhibiteurs** : Des inhibiteurs de dépôt peuvent être injectés pour empêcher la formation de sels.
- ✓ Contrôle des conditions de production** : Maintenir des conditions de température et de pression qui minimisent la précipitation des sels.
- ✓ Traitement de l'eau** : Déminéralisation ou adoucissement de l'eau avant injection pour réduire la concentration en ions responsables de la précipitation.
- ✓ Nettoyage régulier** : Utilisation de procédés mécaniques ou chimiques pour nettoyer les dépôts existants dans les équipements.

II.4. Types des dépôts de sels :

Les dépôts de sels sont présentés dans des différents types selon sa solubilité on distingue :

II.4.1. Sels solubles :

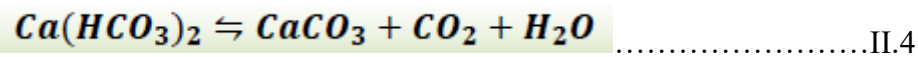
- Chlorure de sodium :

Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl.

II.4.2. Sels peu soluble :

- Carbonate de calcium (CaCO₃):

La précipitation du sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, selon l'équation :



Une chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; Lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques).

II.4.3. Sels insolubles :

➤ **Sulfate de calcium (CaSO₄) :**

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l). 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.

➤ **Sulfate de strontium (SrSO₄):**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.

➤ **Sulfate de baryum (BaSO₄) :**

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 de baryum et être mises en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression, qui contiennent des ions de sulfates.

II.5. Problèmes liés aux sels :

Au cours de production le major problème des sels est la corrosion. [2]

II.5.1. Problèmes de corrosion :

On peut définir le mot « corrosion » ; comme étant la destruction des métaux qui se produit sous forme de réaction chimique ou électrochimique, due à l'action directe ou indirecte des gaz, sels dissous et bactéries.

Processus de la corrosion

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui définissent chacun un type de corrosion

a) Corrosion électrochimique :

C'est une réaction électrochimique entre la surface d'un matériau et un liquide électrolytique. Cette réaction est accompagnée de la formation de piles qui sont le siège de circulation de courant électrique

b) Corrosion chimique :

Il s'agit d'une réaction purement chimique entre la surface d'un matériau et un gaz ou un liquide non électrolyte. Par exemple, l'oxydation de l'acier ordinaire à haute température par l'oxygène de l'air est une corrosion chimique.

c) Corrosion bactérienne :

C'est l'attaque bactérienne des matériaux métalliques, en particulier dans les canalisations enterrées et les réservoirs. En effet, le métabolisme de développement de certaines bactéries provoque la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal



Figure (II.1) : Exemple sur la corrosion d'une pipe. [3]

II . 5. 1.1. Traitement de la corrosion des pipelines

Le traitement chimique constitue la principale solution à de nombreux problèmes de corrosion interne des pipelines. Le lavage de la canalisation par pompage de solutions chimiques élimine tout produit de corrosion. Le revêtement et la protection du revêtement du tuyau par pompage de produits chimiques viennent ensuite dans le processus. Pour le traitement externe, le revêtement est le traitement le plus courant et le plus éprouvé. Le même traitement appliqué à tout métal corrodé. La rouille et la corrosion sont nettoyées du métal. Le tuyau est ensuite recouvert d'un revêtement spécialement conçu pour le protéger. [12]

II.5.2. Problème de bouchage

L'un des problèmes les plus courants dans l'évier GEA est le problème des pipes obstrués, et les causes les plus courantes de ces blocages sont : [11]

II.5.2 .1. Dépôts d'asphaltènes

Les asphaltènes sont considérés comme problème d'exploitation que lorsqu'ils précipitent dans les équipements de production. Le dépôt d'asphaltènes peut se former dans toute la chaîne de production : réservoir, abords du puits, tubing de production, tête de puits, réseaux de collecte, manifold ainsi que les installations de traitement du brut : séparateurs, échangeurs de chaleur, bacs de stockage et lignes d'expédition. Le dépôt d'asphaltènes cause la diminution du débit de production, l'augmentation de la viscosité de l'huile ainsi que des problèmes d'émulsion.

Les dépôts d'asphaltènes peuvent s'adsorber sur la surface de la roche réservoir causant une modification de la mouillabilité de celle-ci ou la roche qui était mouillable à l'eau devient mouillable à l'huile. Ce changement de mouillabilité réduit considérablement la perméabilité relative de la roche et par conséquent, un faible taux de récupération. [11]



Figure (II.2): Dépôt d'asphaltènes dans les tubings de production.

II.6. Remèdes et les préventions :

II .6.1. Lavages à l'eau douce :

Ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif):

II.6.1.1. Injection continue :

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fond du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement. [3]

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.

➤ **Les différentes complétions pour l'injection continue de l'eau :**

❖ **Complétion concentrique :**

Cette complétion permet l'injection continue de l'eau dans les puits complétés de manière classique (tubing-packer). Elle est choisie pour exploiter un puits par un procédé préventif (pour empêcher les formations des dépôts). [3]

Avantage :

✓ Injection de l'eau sous le packer, lavage du découvert.
 ✓ La cote d'arrêt du macaroni est choisie en fonction de la hauteur des sédiments et de la cote supposée produire de l'eau.

Inconvénient :

✓ Perte de production par diminution de la section de passage de l'effluent et augmentation des pertes de charge (de l'ordre de 4 à 10 %).

✓ Équipement limité au tubing de diamètre supérieur à 3"1/2.

❖ **Complétion double par tubings parallèles :**

Avantages :

✓ Annulaire isolé.
 ✓ Pas de réductions de passage des fluides et donc pas de pertes en production.

Inconvénients :

✓ Contraintes dans le choix des diamètres des deux tubings ; il faut s'assurer que la somme des diamètres extérieurs des tubings soit inférieure au diamètre intérieur du casing afin de pouvoir les incorporer.

✓ La reprise de ces puits nécessite un appareil lourd.

❖ **Complétion avec l'ensemble BAKER-CAMCO (pour l'injection sous packer):**

Avantages :

✓ Pratiquement pas de pertes de production par réduction de section de passage de l'effluent.

✓ Possibilité de descendre des outils dans le découvert pour son contrôle.

.

Inconvénients :

✓ À une grande profondeur la vanne d'injection se détériore rapidement.
 ✓ Une grande expérience dans le travail au câble est requise pour effectuer la pose et le retrait de la vanne d'injection.

N.B : Le taux optimal d'eau injectée est compris entre **5 et 7 %** du volume à traiter. En de-là, le lavage perd son efficacité par défaut de contact, car la phase interne va être dispersée. [3]

II.6.1.2. 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. Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveille la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés. Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégorgeant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau. [11]

II.6.2. Travail au câble (wire-line):

C'est la méthode qui met en oeuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides.

Le matériel de travail au câble utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond. [2]

II.6.3. Injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'i y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période. [2]

NB : cette opération est moins utilisable car elle provoque le noyage de puits.

II.6.3. Produits chimiques :

Que l'on peut classer en deux groupes :

✓ Les filmogènes dont le rôle est d'enduire les parois métalliques d'un film qui réduit leur rugosité. Ils peuvent aussi être attirés sur les surfaces des cristaux : ils empêchent par la suite ces derniers de s'agglomérer.

✓ Les modificateurs de morphologie cristalline, tels que les sels de cadmium, de plomb ou les ferrocyanures.

L'emploi de ces produits chimiques se fait par squeeze dans la formation, et très rarement, par des bâtonnets ou des granulés mis en place au fond du puits par gravité ou ils se dissolvent lentement. [2]

II.6.4. Coiled tubing:

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits.

Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans le tubing. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon de sel.

II.7. Eaux d'injection :

Introduction :

L'eau d'injection peut provoquer des corrosions au contact de l'eau de gisement, former des précipités capables d'entartre les tubings, les conditions de collectes et même les installations de traitement.

Une analyse des eaux au laboratoire et donc indispensable et un traitement convenable doit être appliqué en cas d'incompatibilité. [3]

II.7.1. Rôles fondamentaux de l'eau d'injection :

Les rôles de l'eau injectée sont double :

- Diluer l'eau de gisement de façon à éviter la formation des dépôts dans les abords de perforations, du Liner, dans les éléments de fond, dans le tubing et dans la tête de puits (porte duse)
- Laver les dépôts qui pourraient se former avant mélanger des deux eaux.

Cela conduit l'extrémité du tubing, si possible, pour dissoudre les sels formés au plus bas.

II.7.2. Traitement de l'eau d'injection :

N'importe quelle eau, éloignée de la saturation en Na Cl, peut convenir en théorie pour diluer une eau de gisement saturé ou presque saturé. Pour ne pas créer des problèmes nouveaux plus graves que celui des dépôts de sel, l'eau injectée doit subir des traitements. [3]

II.7.2.1 Contrôle bactérien :

Il y a lieu d'être vigilant sur point, surtout si les premiers examens ne montrent pas la présence de bactéries.

Il faut déterminer si des bactéries se trouvent habituellement dans l'eau injecté, si c'est le cas, un traitement continu s'impose.

Il faut contrôler périodiquement l'eau produite, au niveau des séparateurs par exemple.

Pour cet effet, on utilise des bactéricides. [3]

II.7.2.2. Compactibilité de l'eau d'injection et de l'eau de gisement :

Lors du mélange des deux eaux, on peut s'attendre à des précipités de BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3 ,..., les remèdes de deux ordres :

- L'eau injectée élimine les ions gênants.
- Empêcher la cristallisation des dépôts en incorporant soit un complexant, soit un agent modifiant la croissance cristalline.* [3]

II.7.2.3. Désémulsionnant :

L'eau injectée ne doit pas former d'émulsion stable avec le brut. Souvent on lui ajoute un agent désémulsifiant, les quantités sont choisies par rapport au brut produit-une présélection des produits en laboratoire doit être suivie de tests sur le champ.

II.7.2.4. Corrosion :

Le principal agent de corrosion est l'oxygène, une fois éliminé, il est nécessaire de maintenir l'eau à l'abri de contact de l'air.

Les inhibiteurs de corrosion filmogènes sont généralement peu efficaces en présence de l'oxygène, mais peuvent apporter une sécurité après la destruction de O_2 le produit efficace est le sulfite de sodium catalysé.

II.7.3. Compatibilité des eaux d'injection et de formation GEA :

En reconstituant les différents taux de mélange des eaux et en évaluant les risques de précipitation des sels dans les conditions de la surface et de fond. [2]

Pour le champ de GEA les eaux considérées sont :

Eau de formation de JURASSIC (MALM)

II.8. Equipements d'injection de l'eau :**II.8.1. Équipements de fond :**

- ❖ **Injection sous packer**
 - Mandrin à poche latérale (side pocket mandrale) :
 - Injecting valve
 - Un tube d'extension

❖ L'injection de l'eau à travers un macaroni**II.8.2. Équipements de surface :**

- Un bac d'eau
- Une (ou plusieurs) pompe (s) de refoulement
- Le scrubber (piège

CHAPITRE III

*Gaz lift et double
injection*

(eau et gaz)

Introduction

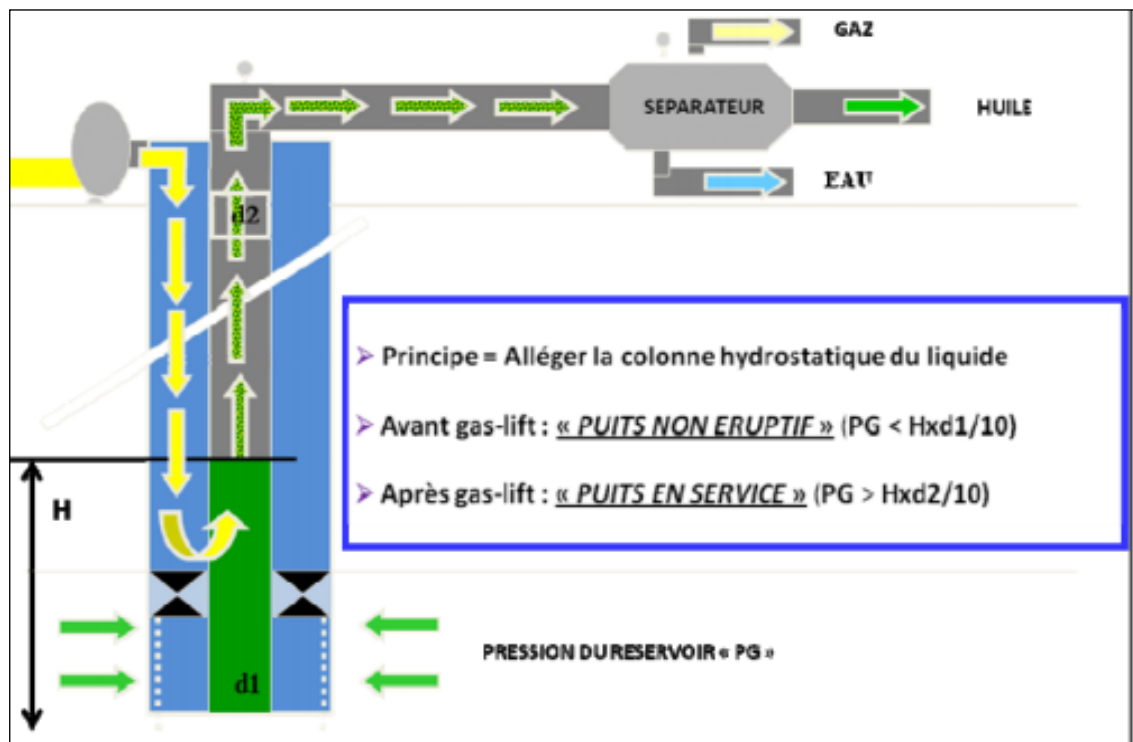
Le gaz lift est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.

Cette technique agit :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gas-lift continu**).
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gas-lift intermittent**).

III . 1. Principe de l'injection gaz lift :

Le gaz lift fonctionne en injectant du gaz depuis la surface à travers l'annulaire avec un débit et une pression précis. Le gaz injecté traversera le tubing grâce à des vannes bien positionnées, ce qui lui permettra de se mélanger avec l'huile présente dans le tubing. Ainsi, la colonne d'huile se réduira, ce qui permet à la pression de fond de pousser le fluide au-dessus. [13]



Figure(III-1) : Principe de gas lift. [14]

III.2. Types de Gas lift. [14]

III.2.1. Selon le mode d'injection

En fonction du mode d'injection du gaz lift on distingue :

III.2.1.1. Gas- lift continu

Cette méthode consiste à amplifier le mécanisme naturel d'allègement de l'huile produite par le gaz associé (libre ou dissous dans le gisement) en injectant du gaz dans le tubing. Le point d'injection et le débit d'injection sont déterminés de manière à alléger suffisamment la colonne d'effluent et obtenir ainsi une pression en fond de puits suffisamment basse en fonction du débit désiré. Cette technique est très utilisée pour des débits de quelques dizaines à plusieurs milliers de mètres cubes par jour.

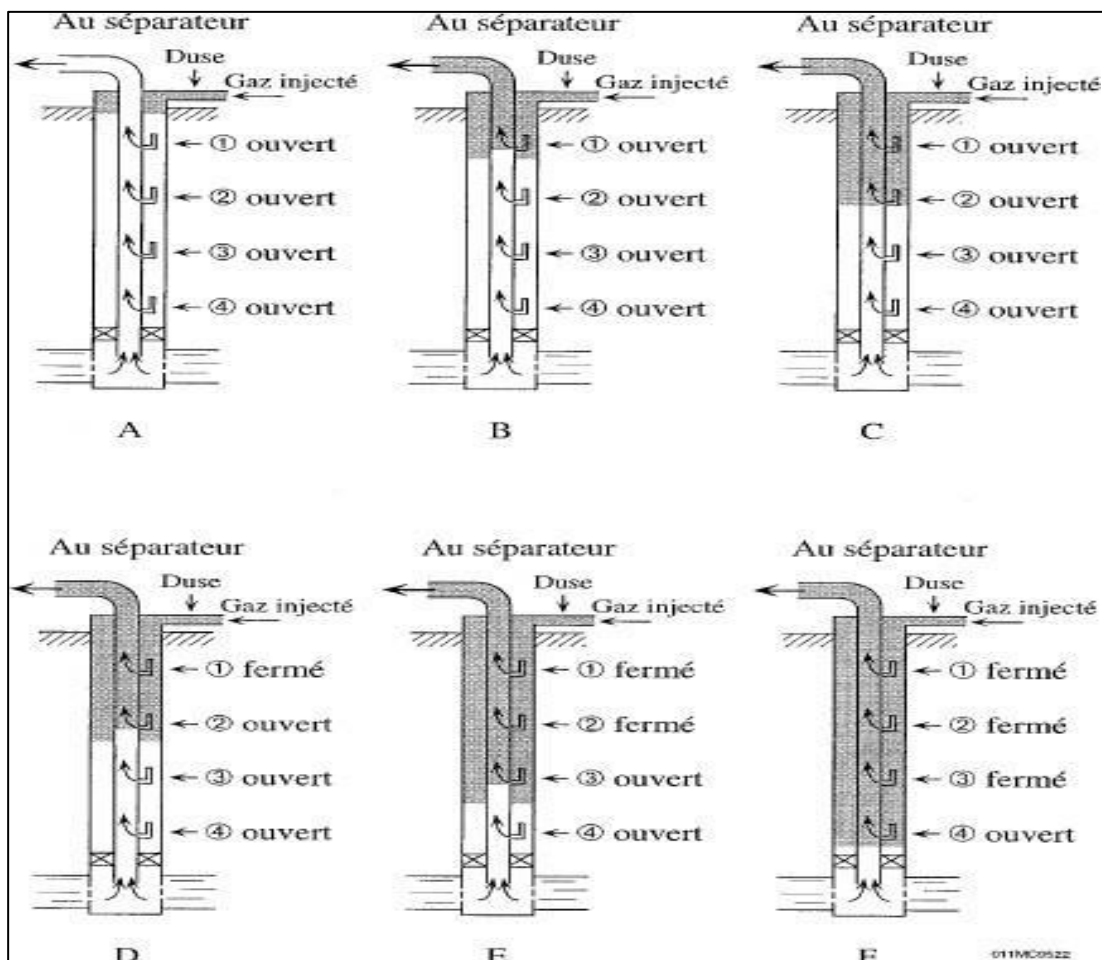


Figure (III.2) : Activation par gaz lift continu. [14]

III.2.1.2. Gaz lift intermittent

Cette technique est très peu utilisée, trouve son application pour les très faibles débits (moins de quelques dizaines de mètres cubes par jour) et surtout lorsqu'il est nécessaire d'avoir une très faible pression en fond de puits.

Elle consiste à déplacer un bouchon de liquide vers la surface par un volume suffisant de gaz à forte pression. Le gaz doit entrer dans le tubing par une vanne à un débit suffisant pour communiquer au bouchon de liquide une vitesse telle que le gaz ne ségrégue pas à travers le liquide. Une fois la vanne fermée, le bouchon de liquide poursuit son ascension du fait de la détente du gaz. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à ré-débitter et le liquide qui s'accumule au-dessus de la vanne d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

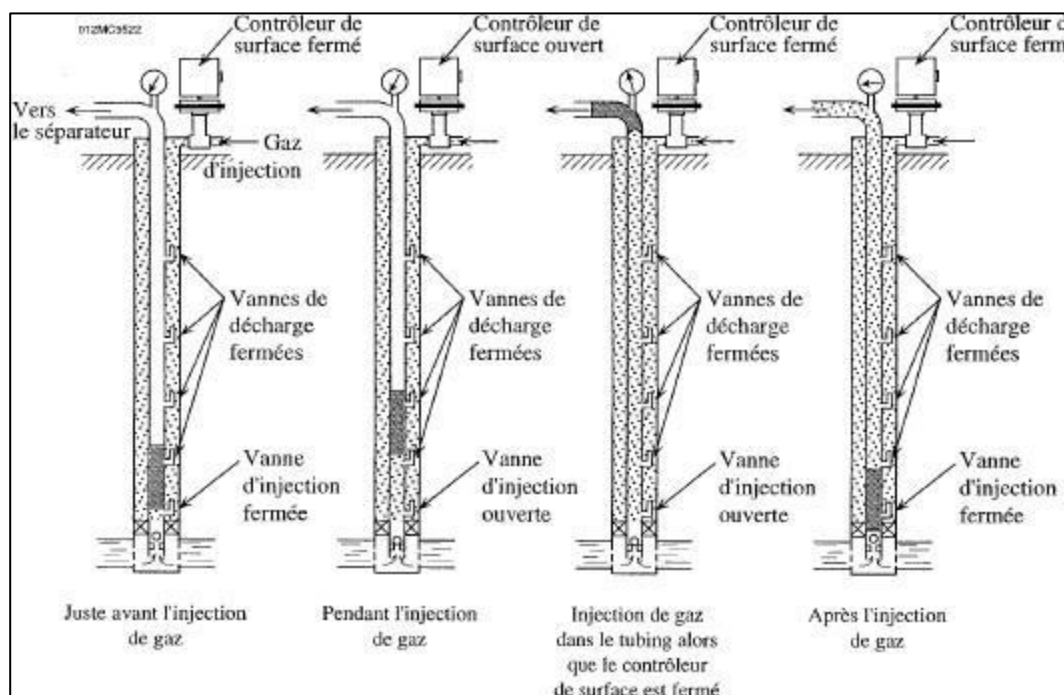


Figure (III.3) : Activation par gaz lift intermittent. [14]

III.2.2. En fonction du type de complétion

Le gaz lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être : [13]

III.2.2.1. Complétions pour Gaz lift direct

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing. Casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

III.2.2.2. Gaz lift inverse (Inverse Gas lift)

III.2.2.2.1. Tubing concentrique (Concentric tubing string)

L'injection de gaz est effectuée dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le Gaz lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

III.2.2.2.2. Gaz lift avec production dans le casing

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- De gros volumes de gaz sont nécessaires.
- Le design et les équipements sont spéciaux.

III.2.2.2.3. Gaz lift double (dual gas lift)

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée.

Parmi les problèmes de complétion :

- La grande complexité des vannes de sécurité de Subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.
- La mise au point des vannes pour ces puits est délicate.

III.2.2.2.4. Gaz lift parallèle (parallel gas lift)

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le Gaz lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing.

Le Gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

III.2.3. En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (Gas- oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

III.3.1. Gas –lift en circuit fermé

Le gaz qui servi au gaz- lift est récupère à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), il est recomprimé par une batterie de compresseur et réinjecté dans le puits.

III.3.3.2. Gas - lift en circuit ouvert

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le Gas lift. Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.

III.2.3.3. Auto –Gas lift

L'huile de réservoir est liftée grâce au gaz d'un réservoir de gaz situe au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer.

III.3. Compositions du gaz injecté

Le gaz lift est un mélange de gaz injecté dans un puits de pétrole ou de gaz pour maintenir la pression et augmenter le débit de production. Les compositions de gaz lift peuvent varier en fonction de plusieurs facteurs tels que la composition du fluide, la profondeur du puits, la température et la pression.

Cependant, le gaz lift est généralement composé de gaz naturel, d'azote, de dioxyde de carbone ou d'une combinaison de ces gaz. Le gaz naturel est souvent utilisé car il est abondant et relativement peu coûteux, mais il peut également contenir des impuretés telles que des composés soufrés qui peuvent endommager les équipements.

L'azote est souvent utilisé car il est inerte et ne réagit pas avec le pétrole ou le gaz, mais il peut être plus coûteux que le gaz naturel. Le dioxyde de carbone est également utilisé car il peut aider à dissoudre le pétrole et le gaz, ce qui peut améliorer le débit de production.

En résumé, la composition du gaz lift peut varier, mais elle est généralement composée de gaz naturel, d'azote ou de dioxyde de carbone, ou d'une combinaison de ces gaz.

Tableau (III.1.) : Compositions du gaz. [3]

Constituents	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	n-C5	C6	C7
Fr.Molaire	5.38	0.31	82.98	8.89	1.69	0.28	0.39	0.06	0.02	0.00

III .4. Applications du gas-lift : .[16]

Le gas-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **Augmentation du débit :**

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le gas-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

- **Mise en production des puits non éruptifs :**

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gas-lift, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing.

- **Démarrage :**

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression.

- **Les puits à eau :**

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

- **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up) :**

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, est assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

III .5. Principaux paramètres du gas-lift

- Pression en tête de puits
- Pression du gaz injecté
- Profondeur de l'injection du gaz
- IP important et effet de peau (high PI and Skin effect)

III .6. Avantages et inconvénients du gas-lift:

a) Avantages :

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits a un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Équipement du puits simple et vannes gas-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir a remonté le tubing.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Permits de démarrer le puit.
Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

b) Inconvénients :

- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profonds.
- Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.

III.7. Existence De Gaz-Lift à Hassi Messaoud

La décision a été prise d'utiliser le gaz lift pour exploiter certaines zones du champ de Hassi-Messaoud en raison des raisons suivantes :

- La pression de gisement dans certaines zones, notamment la zone 4, a diminué en raison d'un soutirage important, rendant les puits non éruptifs. [1]
- Les puits ont besoin d'être levés en injectant de l'eau de gisement et de gaz pour maintenir la pression.
- Le gaz HP (haute pression) est disponible.
- L'activation des puits par pompage électrique était impossible en raison des limitations technologiques de l'époque. [1]

III.8. Différents types d'injection à Hassi-Messaoud

Nous avons décidé de visiter le site de HMD pour bénéficier de leur expérience dans l'amélioration des interventions sur les puits à huile, notamment pour résoudre les problèmes tels que l'alourdissement de la colonne, le bouchage de sel et le givrage, et pour augmenter la production d'huile. Étant donné que HMD possède la plus grande région pétrolière en Algérie, nous espérons apprendre de leur expertise dans ce domaine.

Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud il y a trois types de complétion double injection [1]

III.8.1. Type d'injection conventionnelle

On utilise cette complétion dans les puits salés, on injecte le gaz lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) et l'injection de l'eau à travers le CCE, et la production d'huile à travers l'espace annulaire (2"7/8 et CCE).

a) **Avantages :**

- Idéal pour les puits salés avec faible énergie.

b) **Inconvénients :**

- Complétion très lourde qui peut présenter un risque d'affaissement.

III.8.2. Type d'injection non conventionnelle

III.8.2.1. Chemisage

Le gaz et l'eau sont injectés dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing, on utilise le chemisage sur les puits salés non éruptifs avec des dépôts organiques des asphaltes, le diamètre de chemisage est sélectionné par le macaroni 2"7/8 pour faciliter le traitement des dépôts par la stimulation avec coiled tubing. Ce genre de profil est très courant. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le chemisage 2"7/8.

a) **Avantages**

- La facilité de faire des différentes interventions de maintenance sur le puits par exemple : coiled tubing, diaggraphie, Wire-line.

b) Inconvénients

- L'injection dans le chemisage nécessite plus de pression de réseau gaz et eau pour assurer la continuité d'injection.

III.8.2.2. Concentrique CCE [1]

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Il y a deux diamètres de concentrique utilisé 1'660 et 1'900.

Aussi, Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits Comme le chemisage mais Dans tous ces puits, la production se fait par l'espace annulaire entre CCE et tubing.

L'injection d'eau par CCE nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

Avantages

- Considérer comme étant la méthode la moins chère et la plus facile à appliquer.

Inconvénients

- Diamètre réduit en cas de nécessité d'intervention.

III . 9. Problèmes liés au gas- lift

L'exploitation des puits activés par le gas-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates. [16]

a) Formation des hydrates :

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).

- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui ont un concentrique

b) Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation.

III .10. Double injection par CCE

L'un des problèmes les plus courants dans le champ de Al Agreb est le problème du sel, qui est le plus courant et provoque des blocages dans les pipelines et autres équipements, mais le plus dangereux est lorsque nous obtenons des dépôts de sel dans la colonne de production.

Pour éviter la cristallisation du sel et la production de sédiments, nous avons injecté de l'eau douce ainsi que du gaz par un canal de diamètre inférieur à celui du canal de production.

III .11. Principe de la double injection par CCE

Lorsque on a un puits salé non éruptif, on va choisir une complétion pour la double injection selon des études, parmi ces complétions qui existent : injection par le CCE

On doit injecter l'eau et le gaz lift à travers un tube de 1.66 " pour diminuer la quantité de sel et en même temps alléger la colonne de production. [1]

III .12. Complétion des puits équipés d'une injection double par le CCE

Tous les puits d'une injection double par le CCE ont la même complétion [1]

1. Concentrique (CCE)
2. Tubing

3. Packer
4. Tete liner
5. Sabot 4 1/2"
6. Anneau
7. Liner
8. H perf
9. Siège
10. Rec 4 1/2"

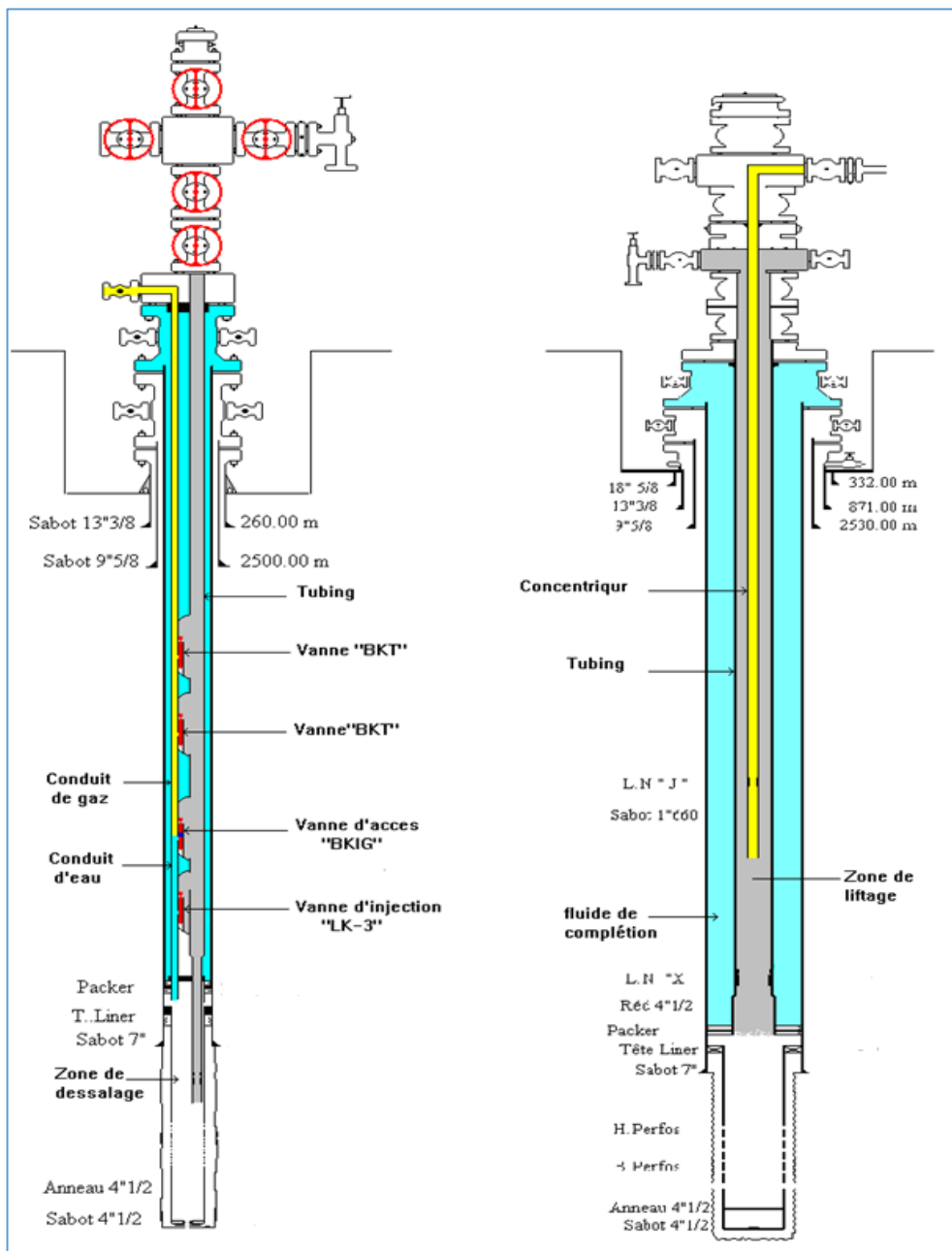


Figure.(III-4) : Complétion conventionnel et simple du gaz lift. [2]

III. 13. Equipements de la double injection par le CCE

III.13.1. Equipements de fond

➤ **Concentrique (CCE) :**

Un tube de 1.66 » qui permet de la circulation d'eau et gaz dans le tubing



Figure (III.5) : Concentrique (CCE).

➤ **Olive de suspension :**

Il permet de supporter le poids du tubing et créer l'étanchéité entre CCE et la colonne de production



Figure (III.6) : Olive de suspension.

➤ **Le packer :**

C'est un moyen de suspension des tubings et d'étanchéité entre l'espace annulaire, les packers a Hassi Messaoud sont des packer spéciaux qui permettent le passage du tube d'extension

III.13.2. Equipements de surface

Tête de puits

Il s'agit d'une méthode pour fixer le tubing en surface en empilant les vannes, en tenant compte des exigences de sécurité et d'écoulement. La fabrication des têtes de puits vise à accomplir les fonctions suivantes :

- Protection contre les éruptions.
- Contrôle de débit (production et injection).
- Intervention sur puits (wire line, coiled tubing et snubing).
- L'injecteur continu ou régulier de tout fluide.

Composition de la tête de puits :

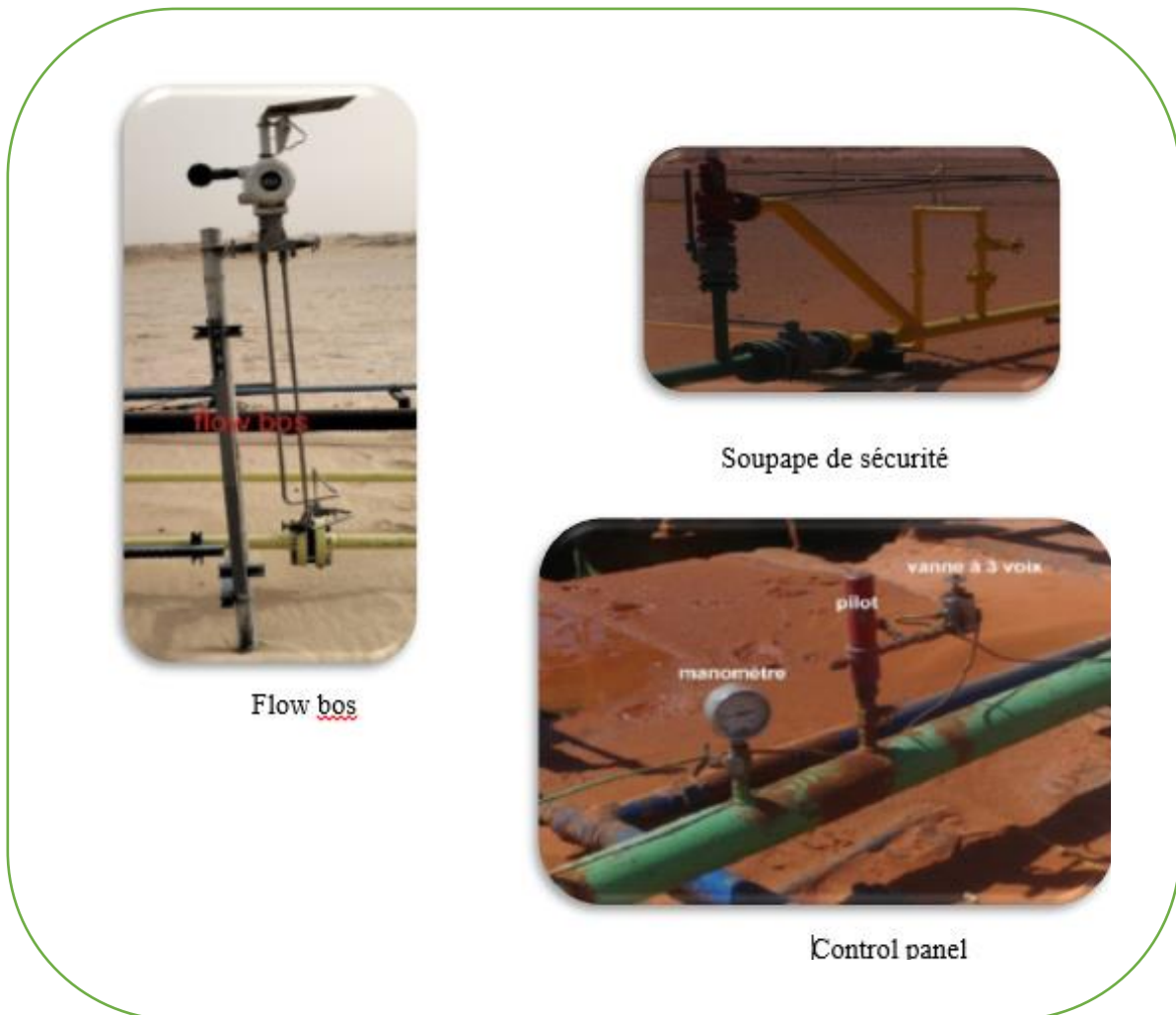
1. Vanne EA1
2. Vanne EA2
3. VM inférieure.
4. VM supérieure.
5. Duse réglable
6. Vanne latérale (vers torche).
7. Croix de circulation.
8. Vanne de curage
9. Vanne automatique
10. Duse fixe.



Figure (III-7) : Tête de puits.

III.13.3. Autres équipements

- 1- Vanne automatique
- 2- Purgeur rapide
- 3- SCRUBBER (piège à gaz)
- 4- Détendeur : Régler la pression d'alimentation de la vanne automatique
- 5- vannes et porte duse de la source de gas-lift.
- 6- Sortie vers torche
- 7- Soupape de sécurité
- 8- Bac d'alimentation d'eau.
- 9- Flow bos : Le but de cet appareil est de connaître les caractéristiques du gaz que l'on entre dans le puits



Figure(III.8) : Autres équipements de surface

CHAPITRE IV

Simulation du puits AR 99

Introduction :

Un aquifère actif est présent dans le réservoir El Agreb , alimenté principalement par une poussée d'eau latérale. Ainsi, sa pression se stabilise, comme le montre l'historique de pression du réservoir représenté dans la figure IV-1

Les puits producteurs, qui produisent beaucoup d'eau, font face à divers problèmes, tels que les dépôts de sel et l'alourdissement de la colonne de production. Ainsi, pour augmenter le débit de production, il est nécessaire de procéder à des opérations de dessalage à l'eau et d'activer la production par gaz lift. Le puits AR99 est l'un des plus adaptés à ces activités.

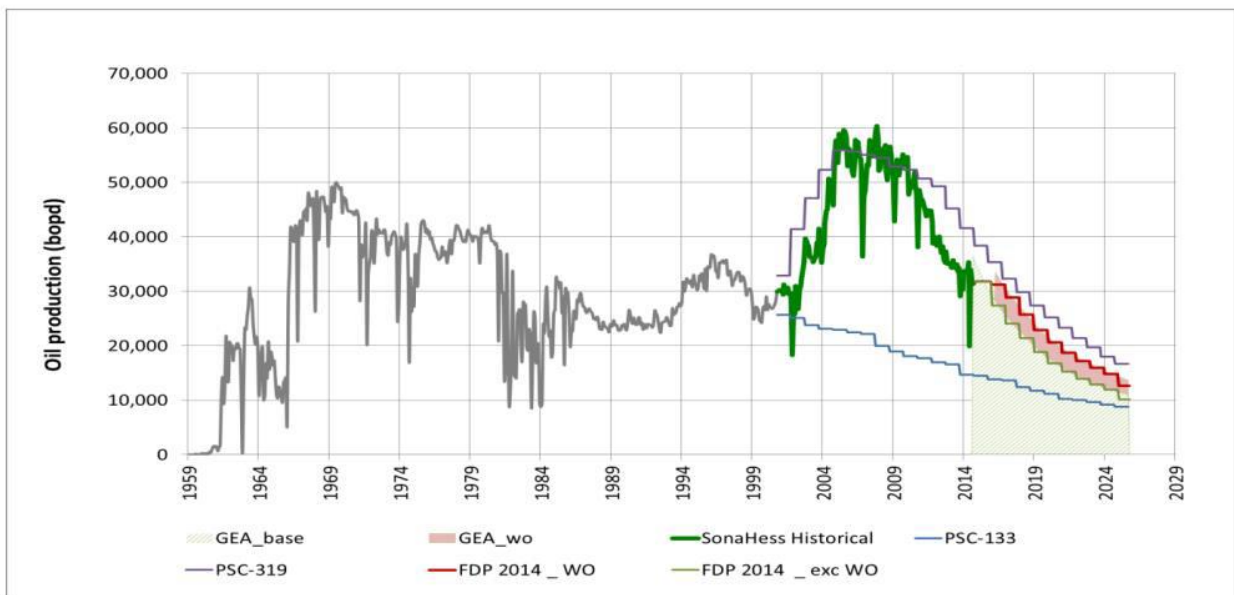


Figure (IV.1) : Production brute historique est projetée pour GEA [1]

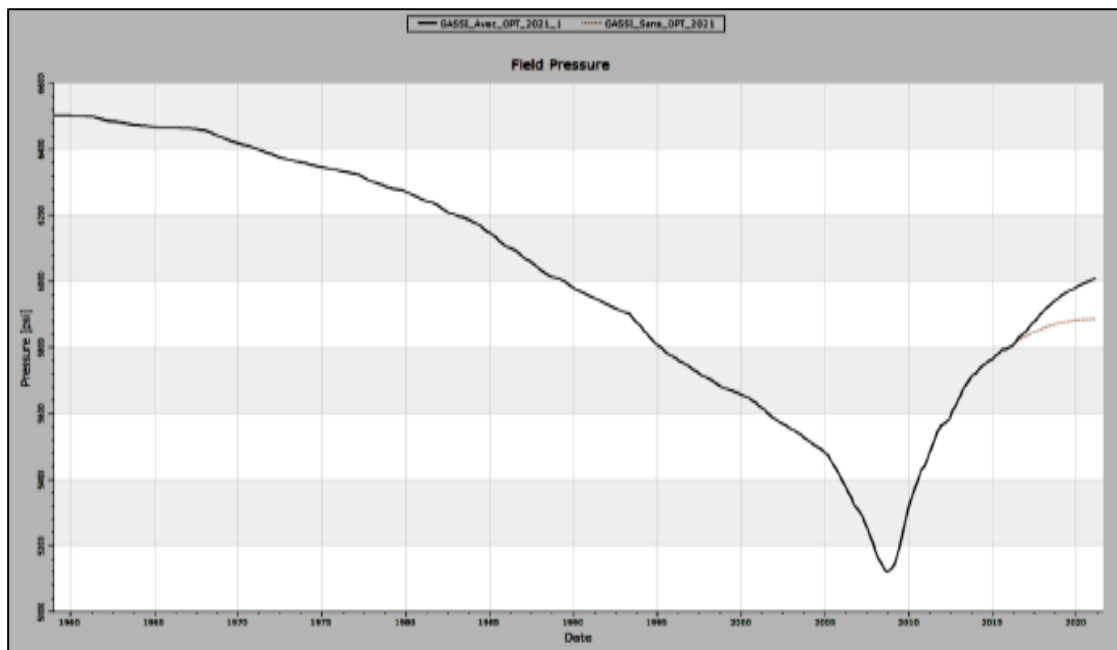


Figure (IV.2) : Evolution de la pression de réservoir. [2]

IV.1. Critères de choix du puits candidat

Notre étude sert à sélectionner le puits candidat en double injection gaz lift-eau qui a une précipitation des dépôts de sel et nécessite une activation au gaz-lift et faire leur design afin d'augmenter la production de champ.

Le puits AR99 choisi comme candidat dans notre étude est un puits parmi les puits de champs d'El Agreb qui ont connu dernièrement une énorme augmentation de production d'eau salée saturée provient du gisement. Ce qui a entraîné fréquemment des bouchages et des pertes de production causé par les dépôts de sel, d'où la nécessité des dizaines d'opération de coiled tubing par an pour le dessalage.

Plus que le problème de dépôt de sel, une augmentation de la pression de gisement à cause de l'augmentation de volume d'eau produit (water Cut) qui est de l'origine de l'eau de formation et de l'eau d'injection pour le maintien de pression. Il est sûr qu'au future prochain cette énergie devient insuffisante pour transporter l'effluent jusqu'au centre de traitement.

En but de combattre les deux problèmes cités précédemment, on va maitre en place un système de dessalage pour minimiser la fréquence des opérations de coiled tubing et les pertes de production causé par les bouchages, et pour améliorer la production et augmenter l'énergie de pression on va maitre ce puits en activation par Gas-lift.

IV.2. Etablissement et collecte des données

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests faits sur le puits choisi. Les données techniques de ce puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,...). Les données nécessaires sont :

❖ Données du fluide :

- Model du fluide ;
- Propriétés du fluide ;
- Water cut;
- GOR;
- Densité du gaz ;
- Densité de l'eau ;
- Dead Oil Density (la densité du brut mort), API.

❖ Données du réservoir :

- Pression de fond dynamique (test) ;
- Débit (test) ;
- Température du réservoir
- Le modèle de l'IPR

❖ Données de complétion :

- Température ambiante.
- Température du réservoir.
- Longueur du tubing.
- Diamètre intérieur du tubing.
- Diamètre extérieur du tubing.
- Cote de la vanne d'injection (s'il y en a).
- Cote des perforations

❖ Données de surface :

- Pression de tête (test).
- Température ambiante (température de la tête de puits).

IV.3. Aperçu sur le logiciel PROSPER

IV.3.1. Définition

Le PROSPER (**PRO**duction and **S**ystems **PER**formance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production.

PROSPER peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés, et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, PROSPER assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PROSPER est utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios, et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de surface.

Le programme PROSPER effectue plusieurs tâches essentielles dans le domaine de la simulation et de l'évaluation de la production des champs pétroliers et gaziers. Voici les principales tâches :

a) Détermination des performances d'écoulement : PROSPER utilise des modèles de relations de performance d'influx (IPR) et de performance de levée verticale (VLP) pour déterminer comment le pétrole et le gaz s'écoulent des réservoirs vers la surface. Ces modèles aident à comprendre le comportement dynamique des fluides à l'intérieur du réservoir et des tuyaux de production.

b) Simulation des systèmes de levée artificielle : Le programme peut simuler et optimiser des systèmes de levée artificielle tels que le gaz lift et les pompes électriques submersibles (ESP). Il peut déterminer le meilleur taux d'injection de gaz ou la performance de la pompe pour optimiser la production du puits.

c) Analyse des données et optimisation des performances : PROSPER peut analyser les données entrées, telles que les propriétés des fluides, les caractéristiques des réservoirs et les données sur les équipements, pour fournir des recommandations sur la façon d'améliorer la production. Il peut également comparer la performance des puits dans différentes conditions de fonctionnement.

d) Prévision de la production : Le programme aide à prévoir les taux de production futurs en fonction des conditions actuelles et des ajustements proposés au système. Ces prévisions peuvent être utilisées pour la planification à long terme et l'évaluation économique des projets.

e) Gestion des réservoirs : PROSPER offre des outils pour la gestion des réservoirs, y compris l'analyse des performances des réservoirs et l'évaluation de l'impact de différentes stratégies de production sur l'efficacité de l'extraction.

f) Formation et analyse: Le programme peut être utilisé comme outil de formation pour les ingénieurs pétroliers et pour effectuer des analyses détaillées des performances, ce qui

peut aider à prendre des décisions éclairées sur le développement et la gestion des champs pétroliers.

VI.3.2. Fonctionnement du logiciel

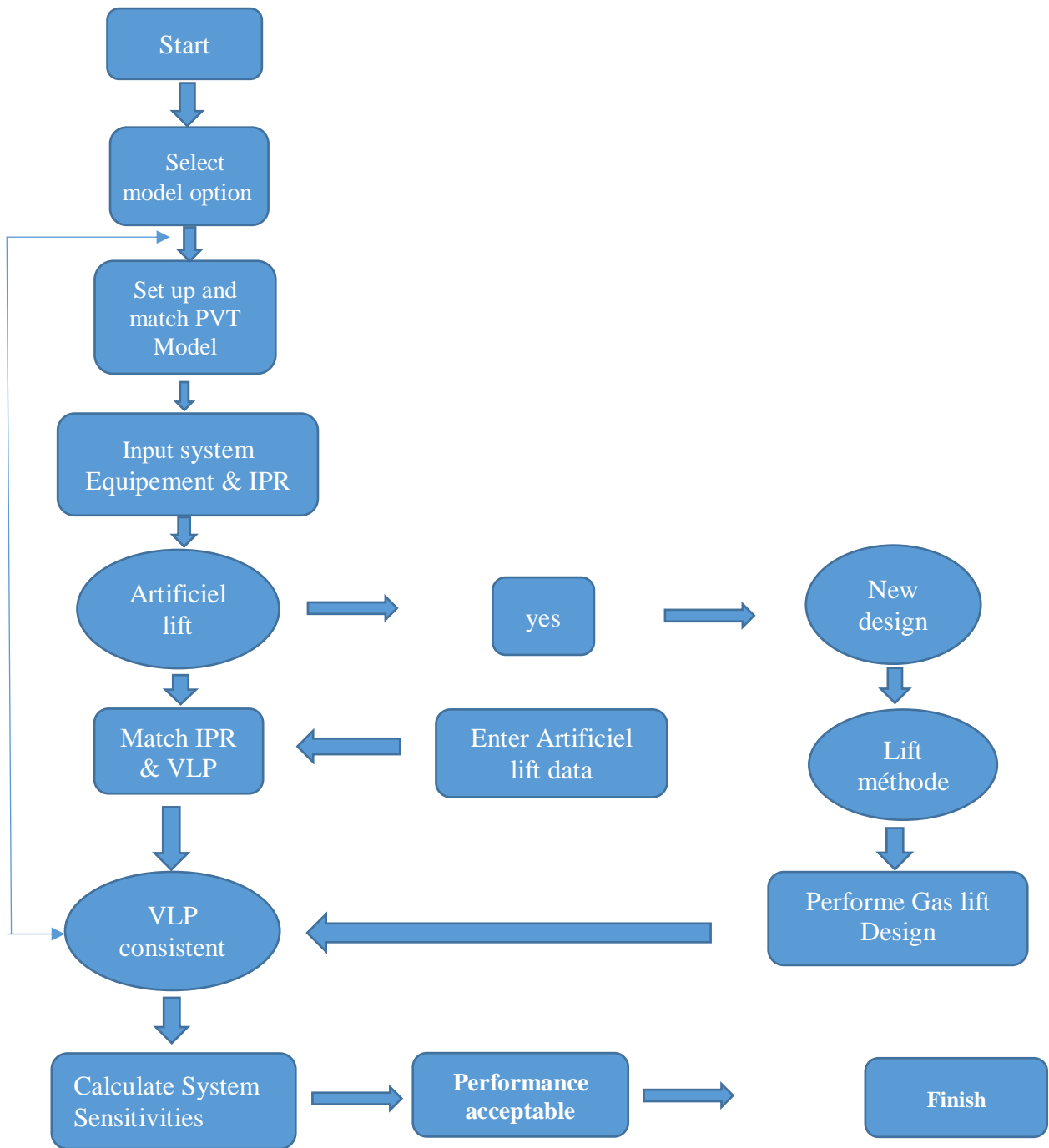


Figure (IV.3): Organigramme de fonctionnement de PROSPER

IV.3.3. Analyse nodale Courbe inflow et outflow

Le but de l'analyse nodale dans PROSPER est d'optimiser le processus de production en utilisant des modèles mathématiques pour représenter le comportement des fluides dans les puits de pétrole et de gaz. Cette analyse fournit des informations sur les performances du système, telles que les débits, les pressions et les températures, ainsi que sur les caractéristiques de l'écoulement des fluides, telles que la teneur en huile, en gaz et en eau. L'analyse nodale permet également d'identifier les contraintes et les limites du système, ainsi que les opportunités d'amélioration, ce qui permet aux ingénieurs de prendre des décisions éclairées pour optimiser la production et maximiser les revenus.

Pour obtenir le point de fonctionnement des puits, qui est caractérisé par une valeur de pression de fond dynamique et un débit correspondant, une simulation en mode nodal analyses est effectuée. Cela permet d'évaluer le potentiel d'un puits et de déterminer comment certains paramètres peuvent influencer le débit et la pression de fond dynamique. Par conséquent, on peut ensuite effectuer une analyse de sensibilité pour identifier les facteurs qui affectent le plus les performances du puits.

IV.3 .4.Choix des corrélations

L'objectif de la corrélation est de rendre les calculs plus simples dans l'analyse nodale et d'optimiser l'état du puits : dans notre cas optimiser le débit d'injection du gaz lift.

Une corrélation est sélectionnée en fonction des propriétés des réservoirs et du type d'écoulement du fluide : « monophasique, diphasique, triphasique ».

Il y a plusieurs modèles de corrélation dans cette situation.

a) Courbe de Inflow performance relationship (IPR - inflow):

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit : voir l'annexe

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_r$.

- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_b > P_r$

- l'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour : $P_r < P_b < P_r$

Pour notre cas où on a $P_r < P_b$, on va utiliser l'équation IV.1 de pseudo Stenay state avec correction de VOGEL, qui a la forme suivante :

$$q = \frac{j \times P_r}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_r} \right)^2 \right]$$

.....IV.1

Avec :

- **Q** : le débit d'huile (**Sm³/j**).
- **J** : l'indice de productivité (**Sm³.cm²/kg.j**).
- **Pr** : la pression de réservoir (**kg/cm²**).
- **Pwf** : la pression de fond dynamique de puits (**kg/cm²**).

Ensuite, on choisit les débits d'huile Q_0 qui sont inférieurs à Q_{0max} et on évalue les pressions de fond dynamiques P_{wf} correspondantes.

b) Courbe de Vertical Lift Performance (VLP - out flow) :

Plusieurs liens ont été mis en place entre les écoulements diphasiques dans le tubing, certains étant généralisés tandis que d'autres sont restreints à un domaine d'application restreint. Parmi les liens employés dans le logiciel PROSPER, on peut citer :

- Pvd –tcc : duns and ros modified
- Pvd –tcc :petroleum experts 3-pressure
- Pvd –tcc :fanher Brown –pressure
- Pvd –tcc : Pvd –tcc :petroleum experts 4-pressure
- Pvd –tcc :petroleum experts 2-pressure
- Pvd –tcc :Measured data-measured depth

Le travail implique de sélectionner une corrélation qui fournit des résultats similaires à ceux mesurés.

Étant donné l'insuffisance des données, en particulier les valeurs de la pression de fond dynamique, nous allons tirer parti de la disponibilité des données de la pression de tête. Et nous allons procéder de la façon suivante afin de déterminer la corrélation appropriée :

- 1) Inscrire les informations sur le puits en positionnant le nœud au fond du puits.
- 2) Se servir de l'équation PSS combine de Vogel pour rendre $P_r < P_b$.
- 3) Transformons les corrélations de tubing en "corrélation verticale des fosses", tout en maintenant celle du réservoir la même (PSS+ Vogel).
- 4) Chaque corrélation entraînera une pression de tête.
- 5) La corrélation la plus appropriée est celle qui se rapproche de la pression de tête mesurée.

IV.4. Modélisations de puits par Prosper

Le but de cette optimisation est de maximiser le débit de production qui est limité par des différentes contraintes. Avant l'optimisation, il faut construire le modèle de notre système de production en utilisant le PROSPER qui est capable de gérer ces contraintes. Alors, pour y atteindre l'objectif principal dans ce chapitre, nous avons appliqué la méthodologie suivante :

- a- L'acquisition des données de notre puits candidat AR99 ;
- b- La modélisation de puits ;
- c- Faire des analyses des sensibilités des différents paramètres.

La création d'un modèle d'après le PROSPER exige certain nombre de données.

Tableau (IV. 1): Données de champ d'E Agreb fournies au logiciel Prosper. [2]

Donnée	Valeur
FVF (Bo) (rbbl/STB)	1.44
Gaz lift gravity (SG gas)	1.11
Pression de bulle (psia)	1909 à 214 °F
La densité d'huile (API)	47.55
GOR total (scf/STB)	860
La viscosité (CP)	0.21
Mole percent H2S (%)	0
Mole percent CO2 (%)	1.92
Mole percent N2 (%)	5.26

IV.4.1. Analyse des données du puits candidat AR 99

Notre analyse est basée sur l'historique de puits AR 99 (Les données issues des tests potentiels effectués périodiquement sur le puits (jaugeage)), on a obtenu les courbes de l'évolution de pression, de débit d'huile et de débit d'eau produite dans le temps.

AR99 est un puits vertical, il a été foré pour cibler les réserves de pétrole dans la zone sud de l'ouest El Agreb.

Dans cette partie on a utilisé le mode d'injections continues, et la complétion simple avec un tubing concentrique CCE (Concentric tubing string).

Forage : du 15/06/2005 au 02/07/2005

Date de mise en production : 18/09/2005

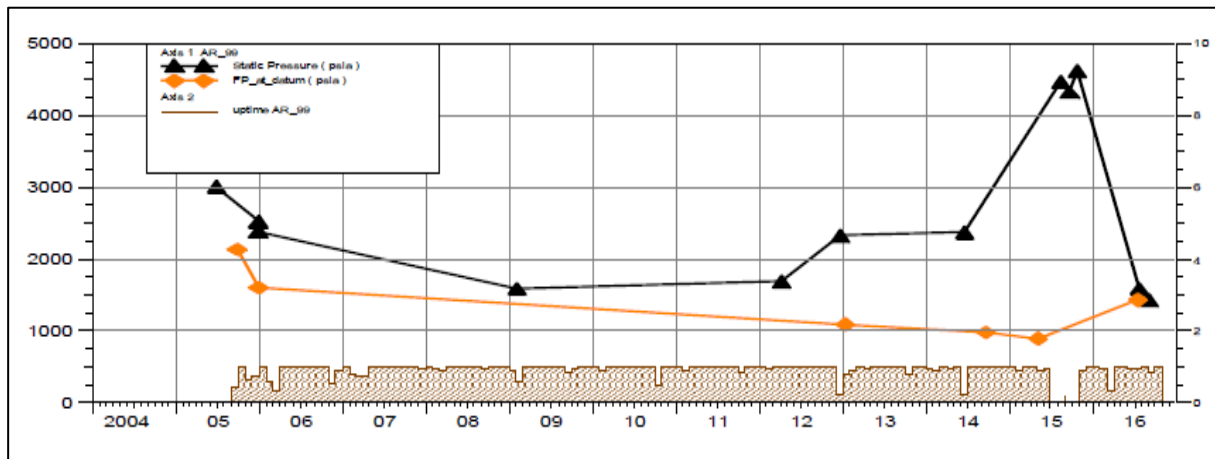
Coordonnées et altitudes :

Tableau (IV.2) : Coordonnées et altitudes de puits AR 99. [2]

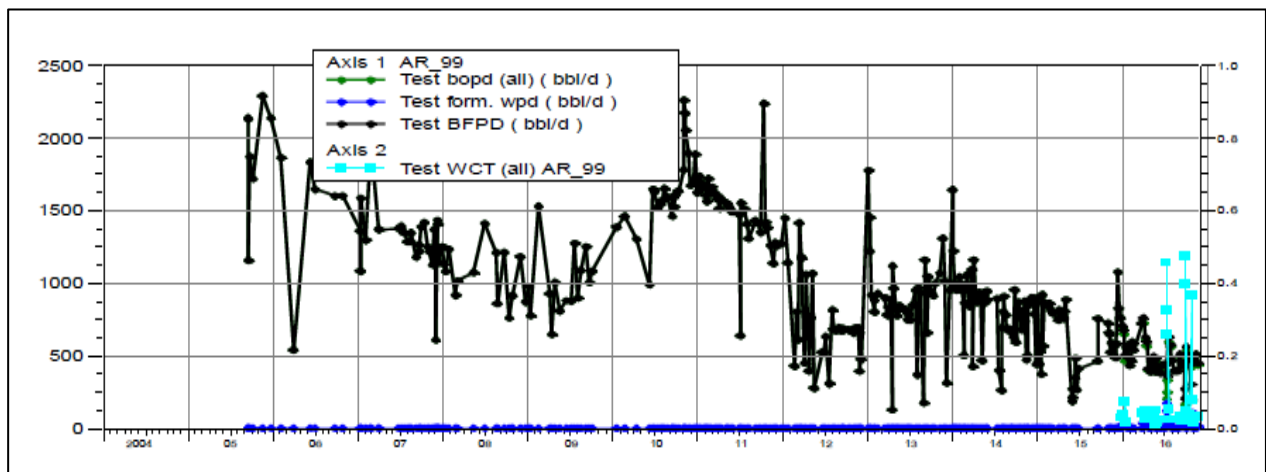
Coordonnées		Altitudes	
X	Y	Zt	Zs
735589.99 m E	3402765.00m N	201.13 m	193.03 m

IV.4.2. Evolution de la pression de reservoir et du water cut

L'optimisation des puits en gas-lift dépend de la pression du réservoir. La diminution de cette pression affecte la production, car elle constitue la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir. En cas de disparition ou de forte diminution de cette source, d'autres méthodes de récupération doivent être envisagées car le gas lift devient alors inefficace. De plus, la pression du gisement influence directement plusieurs paramètres critiques du système de production tels que la pression en tête (Duse) et le diamètre du tubing, qui sont optimisés en fonction de celle-ci.



Figure(IV. 4): Historique de la pression de puits AR99. [2]



Figure(IV. 5): Historique de la production de puits AR99. [2]

Les graphes ci-dessus de l'évolution de la pression et la production de puits AR99 respectivement montrent une diminution de la production (débit d'huile) dans le puits avec le temps et une augmentation de la pression de gisement à cause de l'augmentation de volume d'eau produit (water Cut) qui est de l'origine de l'eau de formation et de l'eau d'injection pour le maintien de pression.

Tableau (IV.3) : Données du puits AR99. [2]

Pression de réservoir (Bar)	103
Temperature de réservoir (°C)	99
Water cut (%)	25.66
Débit de production (STB/j)	244.04
Pression de fond (Bar)	101
Pression de surface (Bar)	25

IV.4. 3.Choix de la bonne corrélation du réservoir “ VLP”

On saisit les données de complétion et de réservoirs pour le puit AR 99 dans le Prosper qui va dessiner des différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-dessous

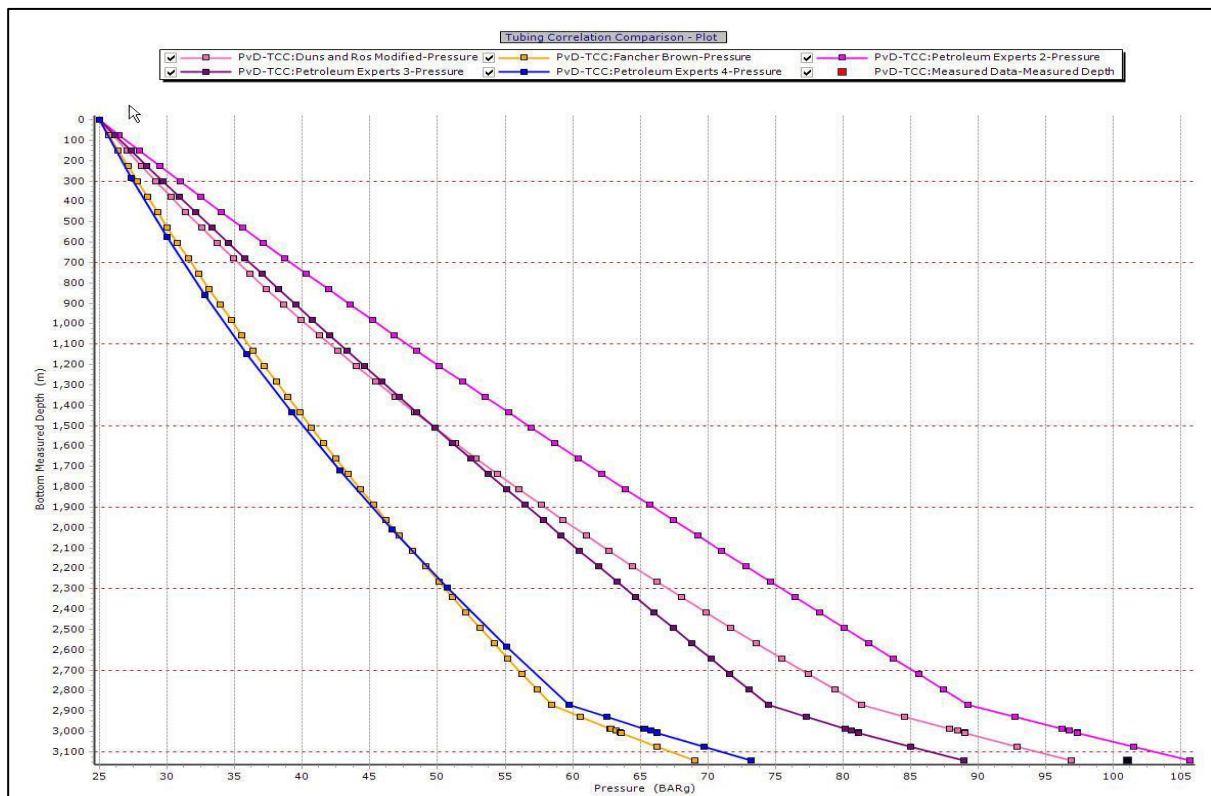


Figure (IV.6) : Corrélations de l'écoulement vertical de puits AR 99

On choisit pour le Matching de VLP la corrélation de : **Petroleum expert 2** (la plus proche).

IV.4.4. Accordement de l'IPR avec le VLP :

Pour obtenir le point de fonctionnement du puits, il faut faire le Matching entre la courbe d'IPR et le courbe de VLP, pour connaitre à quel débit et quelle pression le puits fonctionne. On note que le VLP c'est le fonctionnement de partie 'outflow' du système, qu'est l'écoulement du fluide du fond jusqu'à la surface.

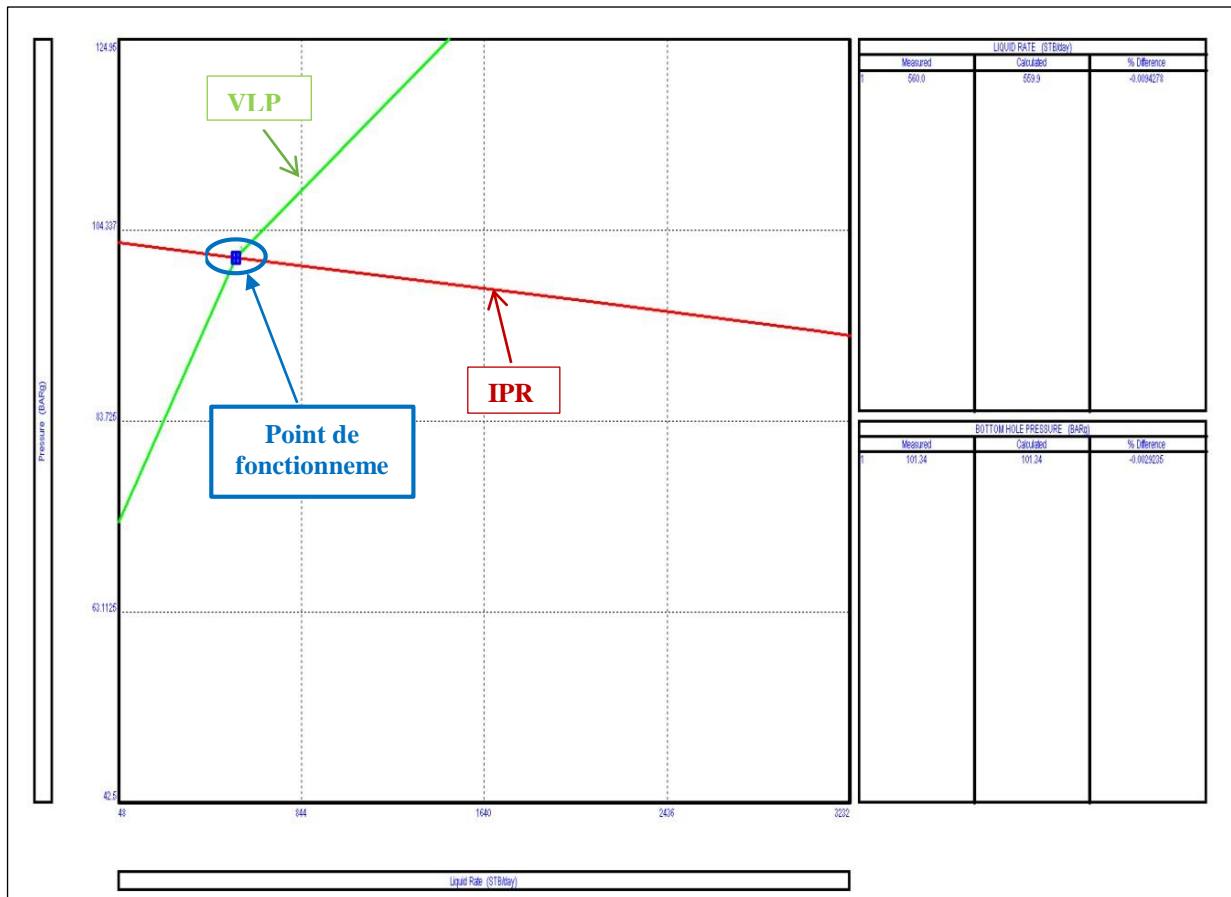


Figure (IV.7) : Point de fonctionnement du puits AR 99

D'après la figure IV.7 le point de fonctionnement du puits AR99 est l'intersection de ces courbes (IPR et VLP) qui correspondent au débit et la pression de fond qui sont illustrés dans le tableau IV.4 ci-dessous :

Tableau IV.4 : Comparaison entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés

Valeurs	Mesurées	Calculées	Différence (%)
Liquide rate (STB/day)	560	559.9	-0.0094278
Bottom hole pressure (bar)	101.34	101.34	-0.0029235

On remarque que la valeur de la pression de fond obtenue par la corrélation de **Petroleum expert 2** (P_{fond} calculée = 101.34 bars) est la plus proche de celle mesurée (P_{fond} mesurée = 101.34 bars). Alors l'équation de **Petroleum expert 2** choisie est l'équation adéquate pour calculer les pertes de charges dans le tubing du puits AR99.

IV.4.5. Traitement des dépôts de sels

Pour pouvoir prévoir les dépôts de sels et lutter contre eux il faut connaître les conditions de leur formation. Les dépôts de sel se forment dans des solutions de salinité supérieure au seuil de salinité. Alors la première étape est de définir ce que c'est que la salinité seuil, qui est calculée d'après la courbe de la solubilité du NaCl pour le point le plus vulnérable du puits. Ce point est celui où la température atteint 14 C°.

- On compare par la suite les salinités d'huile et l'eau obtenues sur le terrain (en utilisant les résultats des tests) avec la salinité seuil, pour voir l'efficacité des injections sur le puits pris comme candidat.
- Si ces injections ne sont pas efficaces, il faut donc calculer le débit d'eau nécessaire pour la dissolution des dépôts de sel. L'objectif est d'empêcher les dépôts des sels dans les puits, c'est-à-dire abaisser la salinité de l'eau jusqu'à la salinité seuil. Donner la loi générale de la salinité en fonction de l'évolution du débit d'eau de formation produite qui donne un dessalage garanti pour un débit donné de la production de l'eau de formation.

IV.4.5.1. Données obtenues sur la précipitation de sel dans le champs Al Agreb

Selon les recherches menées sur le champ Al Agreb, il est observé qu'il rencontre un problème très courant, à savoir la précipitation de sel en fonction de certains paramètres tels que la pression et la température. Le sel le plus répandu dans cette zone est le NaCl, afin de l'éviter, il est nécessaire d'injecter de l'eau douce afin de réduire sa concentration (solubilité).

- La mesure du débit d'injection de l'eau de dessalage continue se fait à l'aide d'un compteur installé dans la ligne WW (wash water).
- Le débit de WW est de l'ordre 0.5 jusqu'à 2 m³/j

- La salinité de l'eau produite au champ Al Agreb , l'eau produite est un mélange de l'eau de cambrien (reservoir) qui a une salinité de **300g/l** et l'eau de jurassique (injecté pour le maintien de pression) sa salinité est de **27g/l**,
- Le dépôt de sel est proportionnel au débit d'eau produite.
- Le débit de l'effluent qui impose un profil de température dans le tubing, sachant que la sévérité de dépôt est inversement proportionnelle au gradient de température, et par conséquence au débit de l'effluent.

IV.4 .5. 2. Calcul du débit d'eau de dessalage (quantité d'eau à injecter)

a) Loi de salinité

Pour éviter les dépôts de sel dans le tubing, la quantité d'eau injectée doit assurer une salinité du mélange (eau de gisement +eau injectée) inférieure à la solubilité seuil. Par définition, la solubilité seuil est le degré de salinité au-delà duquel l'eau de gisement ne dissout plus le sel. C'est là que commence à se former les dépôts de sel.

Sachant que le NaCl est le sel prédominant, on va se référer à la courbe de solubilité (Figure IV.8) du NaCl pour déterminer la salinité seuil à 0° c, le cas le plus défavorable.

Pour calculer le débit d'eau à injecter, on va se référer à la formule suivante :

$$S_s (Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f \quad \dots\dots IV.2$$

Q_{inj} : Débit d'eau injecté (m³/j).

Q_f : Débit d'eau de formation (m³/j).

S_s : Salinité seuil (g/l).

S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) (g/l).

S_f : Salinité de l'eau de formation (g/l).

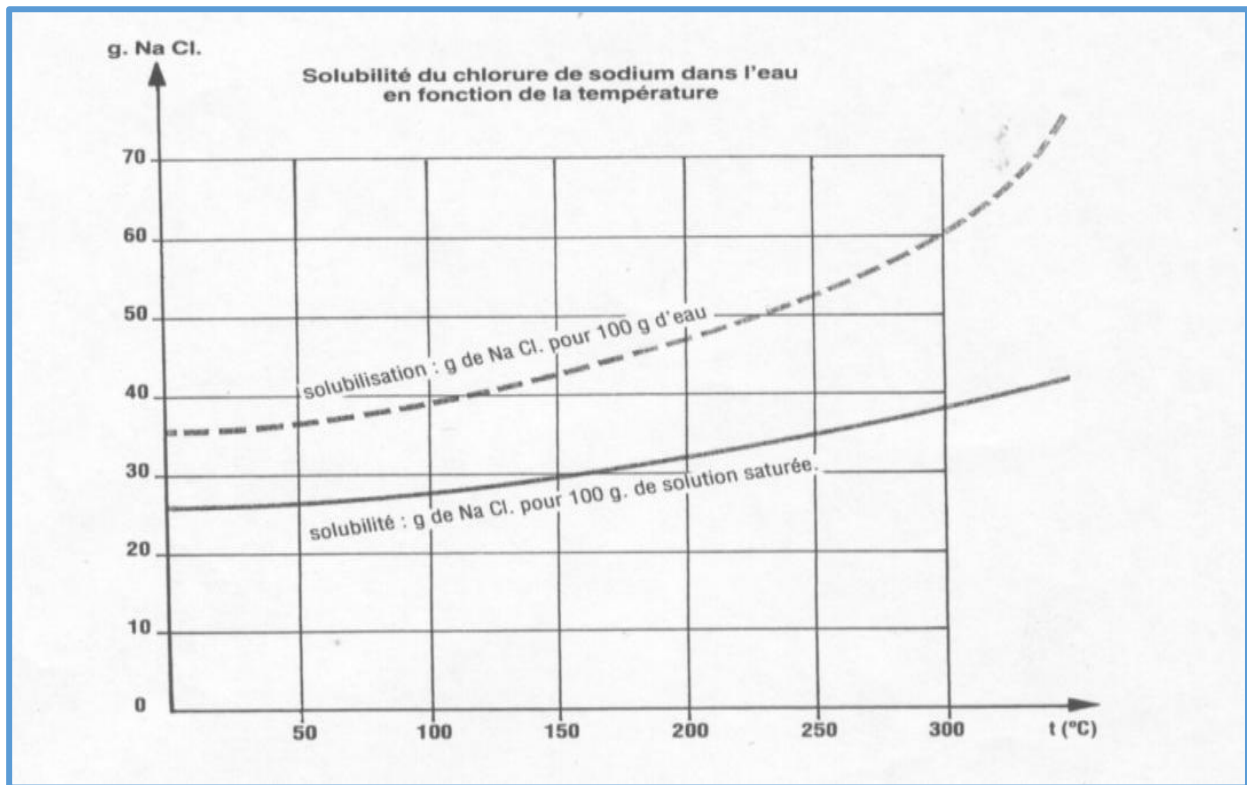


Figure (IV.8) : Courbe de solubilité du NaCl en fonction de la température. [3]

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la Salinité seuil à 0 °C est égale à 270g/l.

La salinité d'eau de formation varie d'un puits à un autre et la salinité de l'eau d'injection (l'eau douce) est 4g/l [3]

IV.4.5.3. Calcul de la quantité d'eau :

On se basant sur l'équation (IV.2) le débit d'eau est déterminé comme suit :

$$Q_{ing} = Q_f \left(\frac{S_f - S_s}{S_f - S_i} \right) \quad \dots IV.3$$

Dans ce calcul le débit injecté est majoré par un coefficient de sécurité de « 1,05 ».

IV.4.5.4 Estimation du water-cut qui résulte de l'injection :

Le cas défavorable sera pris en compte dans les calculs précédents et en supposant que l'injection se déroule au niveau du réservoir. On dirait que l'eau injectée est de l'eau produite. Ainsi, le débit d'eau injectée sera intégré au débit d'eau généré dans les calculs des water cut.

La détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits. Dans ce cas, on va prendre en considération le débit d'eau injecté dans le calcul du water cut.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)} \dots\dots\dots IV.4$$

Q_o: Débit d'huile produit.

Q_w: C'est la somme du débit d'eau de la formation et l'eau injecté

$$Q_w = Q_{ing} + Q_f \dots\dots IV.5$$

Les données de puit AR99 :

Tableau (IV.5) : Résultats d'un test de jaugeage pour le puits AR99. [2]

Date du test	28/02/2024
Duse	32/64
Pression de tête (psi)	362.5
Pression de gaz (psi)	130
Densité d'huile / Condensât (g/cm³)	0.82
Debit de gaz injecté (stm³/j)	56000
Debit d'huile (m³/j)	38.8
GOR (m³/m³)	2237
Debit d' eau produit (m³/j)	3.3
Debit d' eau injecté (m³/j)	0.864
Salinité de l'eau de formation (g/l)	300

IV.4 .5. 5. Optimisation d'eau injecté et water cut :

➤ **Application numériques :**

En utilisant les formules citées déjà le calcul du débit d'eau de dessalage est comme suit :

○ **Débit de formation est :**

$$Q_f = Q_{e.pro} - Q_{e.ing} = 3.30 - 0.864 = 2.436 \text{ m}^3/\text{j} \dots\dots\dots IV.7$$

- **Débit d'eau injectée est :**

$$Q_{\text{ing}} = Q_f \left(\frac{S_f - S_s}{S_f - S_i} \right) = 2.436 \left(\frac{300 - 270}{270 - 4} \right) = 0.267 \text{ m}^3/\text{j} \quad \dots\dots \text{IV.8}$$

Le débit d'eau qu'on doit injecter est dans l'environ de **0.267 m³/j**

- **Détermination du water cut :**

$$W_{\text{cut}} = \frac{WOR}{1 + WOR} = \frac{Q_w}{Q_0 + Q_w} = \frac{2.703}{38.8 + 2.703} = 6.50 \% \quad \dots\dots$$

..IV.9

Avec :

$$Q_w = Q_{\text{ing e}} + Q_f = 0.267 + 2.436 = 2.703 \text{ m}^3/\text{j} \quad \dots\dots \text{IV.10}$$

Récapitulatif :

Tableau (IV.6) : Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection dans le puits AR 99

	Actuel (Avant l'optimisation)	Calculé (Après l'optimisation)
W_{cut} (%)	25.66	6.50
Q_{e inj} (m³/j)	0.864	0.267
Debit d'huile Q₀ (STB/j)	244.04	380.41

Généralement plus le débit d'injection d'eau augmente plus le water cut augmente, donc la colonne hydrostatique s'alourdit et le puits risque d'être noyé.

Dans le cas de puits AR99, la société SONATRACH a injecté un débit d'eau de 0.864 m³/j qui va donner un water cut de 25.66%, alors que d'après les calculs qu'on a fait sur la salinité de l'eau de formation on a trouvé que ce puits a seulement besoin de 0.267 m³/j est suffisante pour éliminer le sel, mais on doit faire une marge de sécurité en ajoutant le coefficient de sécurité « 1.05 » qui sera le débit d'injection d'eau 0.547 m³/j, ce résultat n'est pas vraiment loin de débit injecté par

la société , car il faut toujours laisser un pourcentage d'eau d'injection en cas ou on a une augmentation de la salinité de formation.

IV. 4.6. Optimisation de gas-lift injecté dans le puits AR99

Développement de la production dans le puits AR99 suivant les changements des paramètres de :

- Sensibilité en cas de débit d'injection Gaz-lift augmente.
- Sensibilité en cas de changement de la profondeur de CCE.
- Sensibilité en cas de Water cut augmente.

IV.4.6.1. Sensibilité en cas de débit d'injection Gaz-lift augmente

Le fait d'ajouter une quantité de gaz, engendre une augmentation des pertes de charge par frottement, puisque l'injection du gaz revient à augmenter la vitesse de l'effluent. Et d'autre part il fait diminuer la densité de l'effluent et donc réduire les pertes de charge gravitaires. Ces deux effets inverses ont un point optimum qui correspond au $GLR_{optimum}$. Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand ; c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible. Le but de l'optimisation est :

- Trouver le débit de gaz qu'il ne faut pas dépasser
- Trouver le débit de gaz qui va nous donner la production optimale avec un minimum de pertes de charges et selon la quantité de gaz disponible.

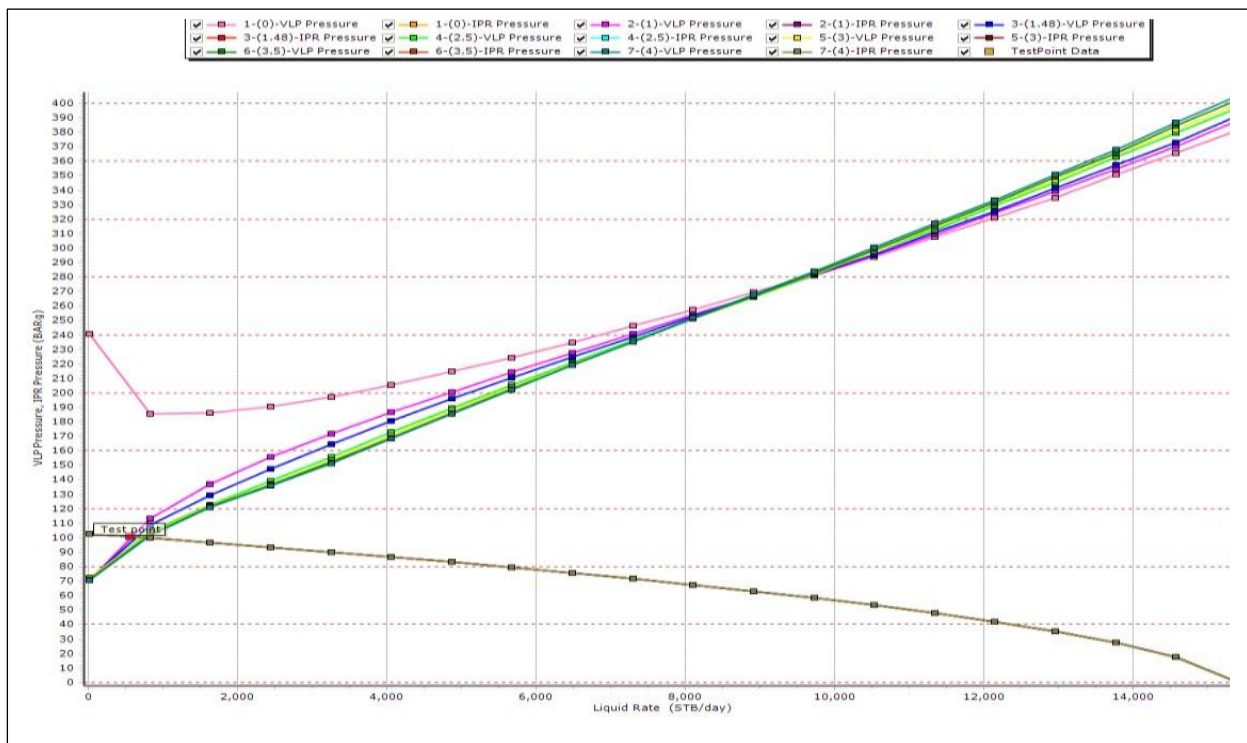


Figure (IV.9) : Effet du débits d'injection de gaz lift sur la production

Les résultats de la production d'huile dans le tableau ci-dessous :

Tableau(IV.7): Effet de débits de gaz lift injecté sur la production

Débit de gaz injecté (MM scf/j)	Débit d'huile produit (STB/j)
1	525
1.48	560
2	652
3	703
4	730
5	732

D'après les résultats de tableau **IV.7** on remarque que l'augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes. Nous notons également qu'au-delà d'un débit d'injection de **1.48 MM scf/j** l'apport du gas-lift est négligeable. De ce fait la production optimum est **Q_o = 560 STB/j**.

IV.4.6.2. Sensibilité en cas de changement de la profondeur de CCE

Pour obtenir le point de démarrage de puits AR99 il faut tracer le gradient de pression en fonction de profondeur de puits. L'intersection est le profondeur maximal de pose du CCE,

avec un débit d'injection de gaz lift de 1.48 MMscf/j .

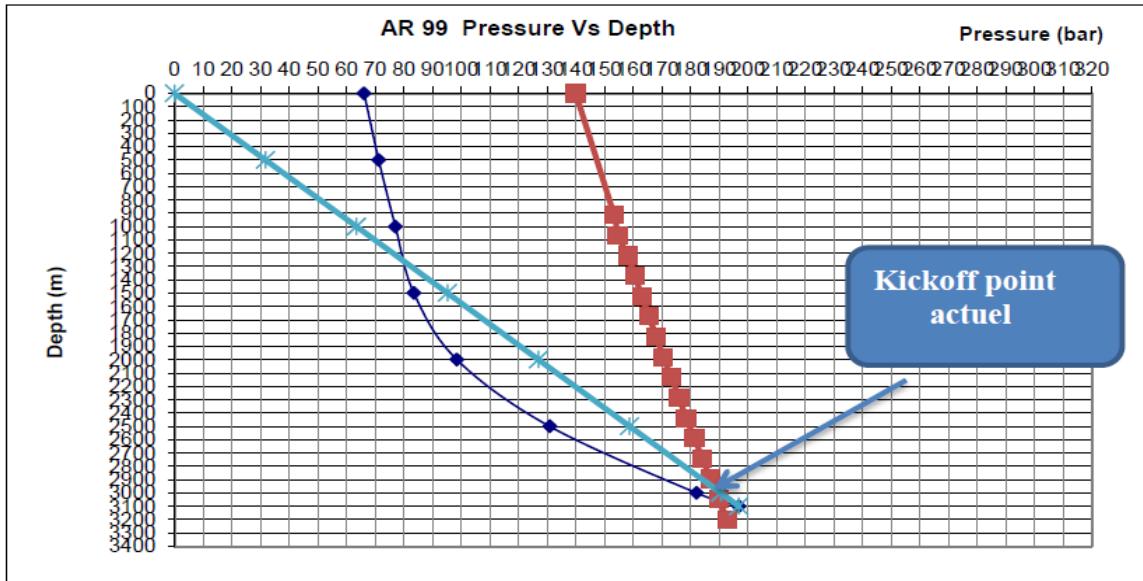
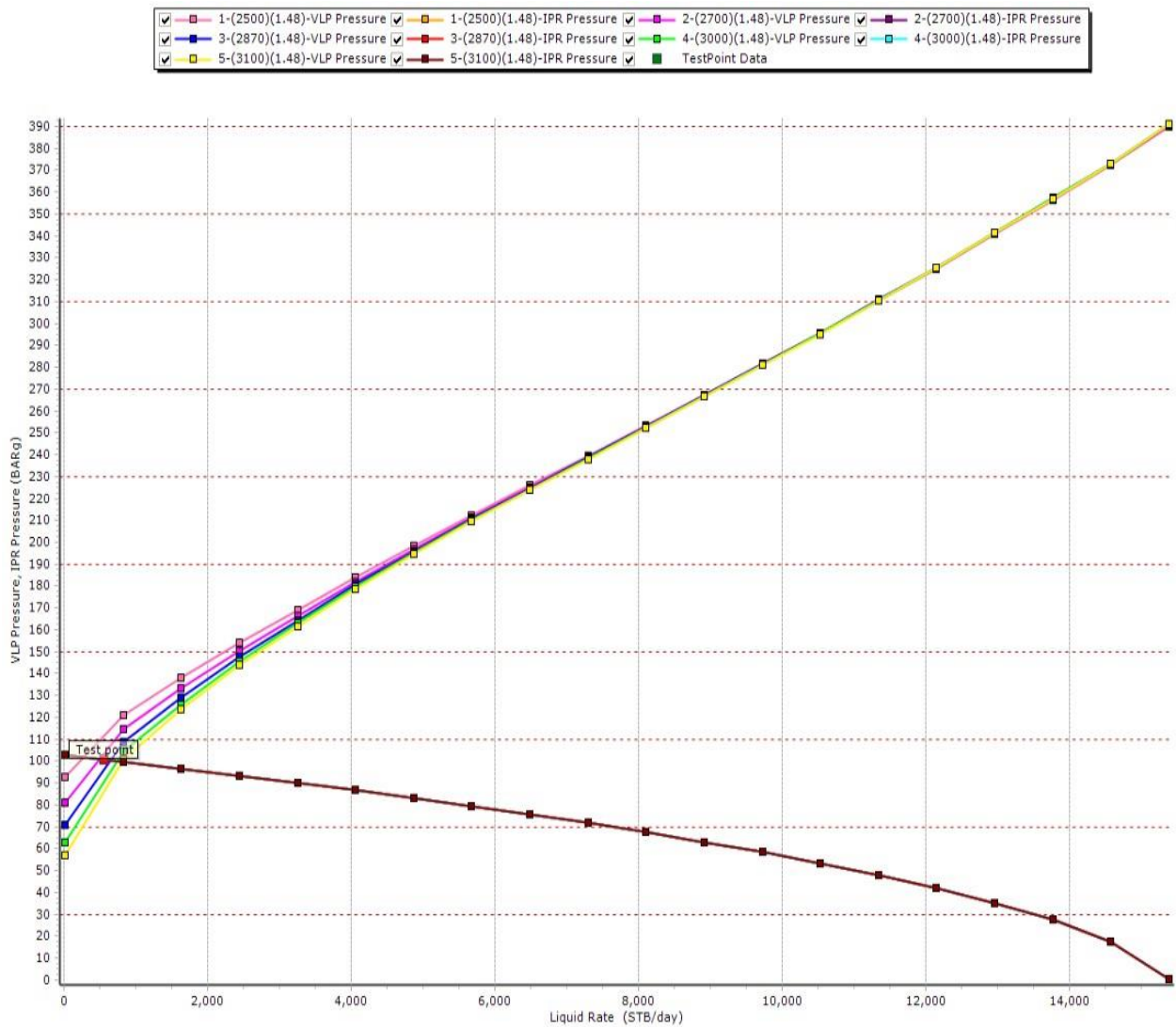


Figure (IV.10):Point de démarrage de puits AR99 avec la pression actuel

La profondeur d'injection de GL ou le point de démarrage (Kick off depth) a été déterminée à partir du dernier gradient de pression statique et qui égale à : 3000m.



Figure(IV.11) : Effet de changement de la profondeur de CCE

Les résultats de la sensibilité au changement de la profondeur de CCE sont élustrés dans le tableau (IV.8) ci-dessous :

Tableau (IV.8) : Résultats de la sensibilité en cas de changement de la profondeur de CCE

La profondeur de CCE (m)	Débit d'huile Q_0 (STB/j)
2500	259
2870	367
3000	560

IV.4.6.3. Sensibilité en cas de Water cut augmente

Dans l'anneau d'huile de Gassi El Agreb, le phénomène du coning est un sérieux problème pour l'exploitation des puits d'huile car la couche productrice est considérée comme mince. Il provoque une venue d'eau prématurée pour les puits producteurs. Ces venues jouent un rôle néfaste dans la production, car elle fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production s'alourdit ; ce qui nous oblige à injecter une grande quantité de gaz.

Au cours de temps le water cut va augmenter suite à la remontée du plan d'eau dans la formation, pour cela on va prédire l'évolution de la production en fonction de WC.

Les différents points de fonctionnement donnés par le logiciel, basés sur le débit d'injection optimale $Q_{inj} = 1.48 \text{ MMscf/j}$, pour chaque valeur de water cut, ils sont enregistrés dans le tableau suivant :

Tableau (IV.9) : Effet de water cut sur la production

Water cut (%)	Débit d'huile Q_0 (STB/j)
6	560
15	495
20	327
30	214
50	0

D'après les résultats on remarque qu'une augmentation de WC d'environ 10% fait chuter la production à peu près de 160 STB/j. ce résultat montre l'influence de WC sur la production.

IV.4.7. Efficacité de la double injection optimisée

Tableau (IV.10) : Comparaison de la production avant et après l'optimisation de la double injection (eau & gaz)

Avant l'optimisation			Après l'optimisation		
$Q_{\text{eau injecté}}$ (m^3/j)	$Q_{\text{Gaz lift injecté}}$ (MMscf/j)	$Q_{\text{huile produit}}$ (STB/j)	$Q_{\text{eau injecté}}$ (m^3/j)	$Q_{\text{Gaz lift injecté}}$ (MMscf/j)	$Q_{\text{huile produit}}$ (STB/j)
0.86	1.97	244.04	0.23	1.48	560

Remarque : Selon le tableau ci-dessous, il est évident que cette optimisation a obtenu des résultats satisfaisants, avec une augmentation du débit d'huile et une diminution du débit d'eau et de gaz injectés.

Tableau (IV.11): Différence entre débit d'huile réel et optimisé

Q_{huile produit} calculé (STB/j)	Q_{huile produit} réel (STB/j)
560	479.80

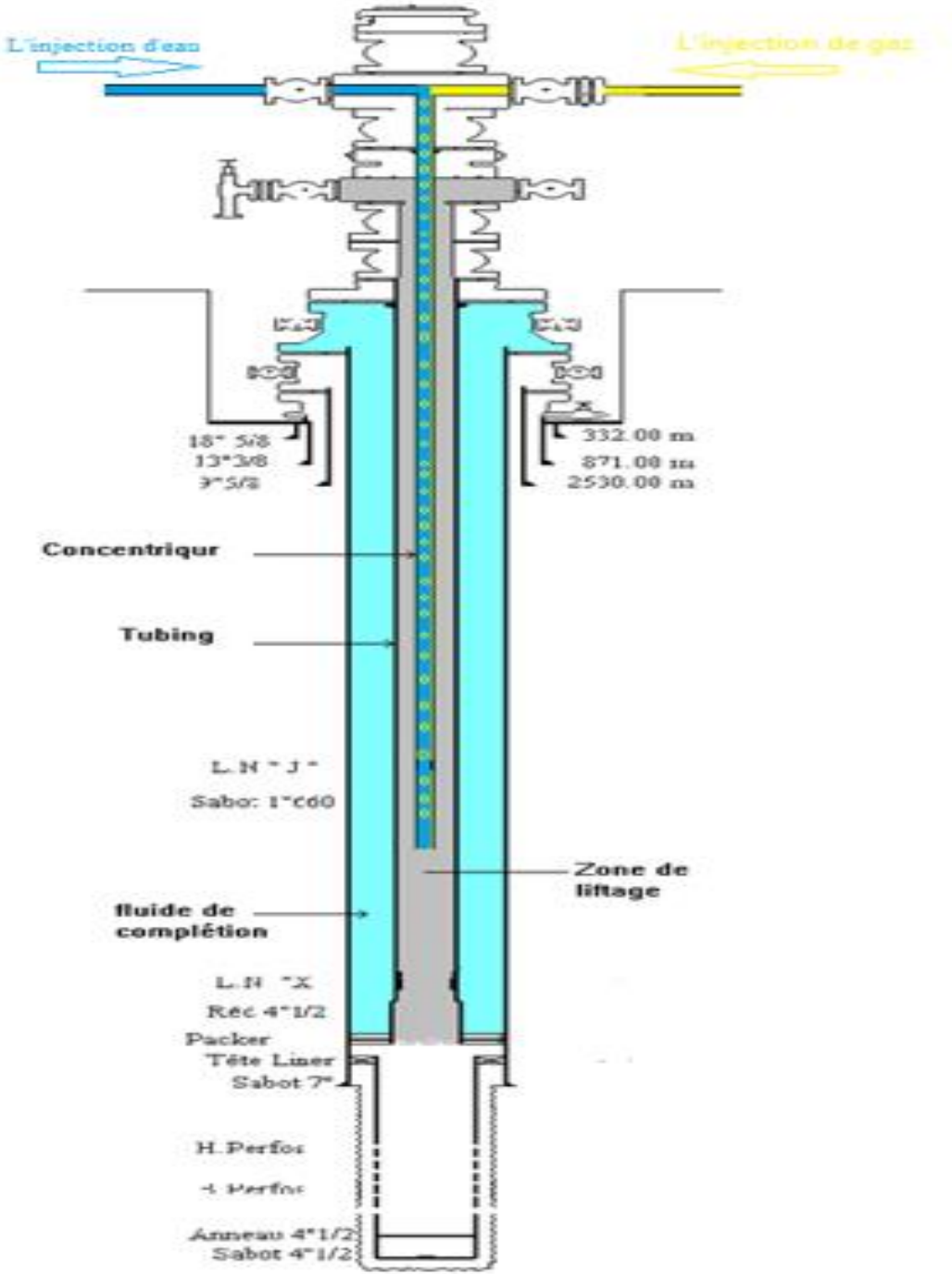
Selon le **tableau IV.11**, il y a une différence entre le débit d'huile calculé et réel, ce qui suggère que ce résultat est illogique. Cependant, où réside le problème ? Au niveau de la complétion, il y a un problème de réduction du débit d'huile, car le mélange de l'eau avec du gaz peut entraîner des dépôts d'hydrates et le givrage, ainsi que le frottement entre les molécules (perte de charge).

On a trouvé conclue que cette optimisation a donné de bons résultats, a augmenté le gain de production avec une diminution du water cut, sans gaspiller un grand débit d'injection d'eau et de gaz.

IV.5. Schéma Récapitulatif

Afin d'assurer une bonne optimisation avec des données efficaces, la meilleure solution est d'injection de l'eau et du gaz, et le débit de gaz est légèrement supérieur au débit d'eau pour éviter les freinage d'écoulement.

Voici la réalisation proposée pour ce puits :



Figure(IV.12) : Double injection (eau et gaz)

*CONCLUSION ET
RECOMMENDATIONS*

Conclusion générale

L'injection double (eau et gaz) est le moyen d'activation privilégiée. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz et eau, en bas de la colonne du fluide produit, l'eau agit pour éliminer les sels et le gaz réduit la densité du mélange et la pression d'hydrostatique, ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

Dans notre étude on a étudié quelque paramètre influent sur l'optimisation de la double injection (eau et gaz) pour cela on a utilisé le logiciel PROSPER pour améliorer la performance des puits, parmi les paramètres étudiés : le débit de gaz injecté, le débit de l'eau injecté et la profondeur de concentrique.

Notre étude sert à sélectionner le puits candidat en double injection gaz lift-eau qui a une précipitation des dépôts de sel et nécessite une activation au gaz-lift et faire leur design afin d'augmenter la production de champ.

Le puits AR99 choisi comme candidat dans notre étude est un puits parmi les puits de champs d'El Agreb qui ont connu dernièrement une énorme augmentation de production d'eau salée saturée provient du gisement. Ce qui a entraîné fréquemment des bouchages et des pertes de production causé par les dépôts de sel, d'où la nécessité des dizaines d'opération de coiled tubing par an pour le dessalage.

Plus que le problème de dépôt de sel, une augmentation de la pression de gisement à cause de l'augmentation de volume d'eau produit (water Cut) qui est de l'origine de l'eau de formation et de l'eau d'injection pour le maintien de pression. Il est sûr qu'au future prochain cette énergie devient insuffisante pour transporter l'effluent jusqu'au centre de traitement.

En but de combattre les deux problèmes cités précédemment, on a mis en place un système de dessalage pour minimiser la fréquence des opérations de coiled tubing et les pertes de production causé par les bouchages, et pour améliorer la production et augmenter l'énergie de pression on a mis ce puits en activation par Gas-lift.

Les résultats de l'optimisation montrent un gain de production de 316 STB/j avec une diminution de débit d'eau et de gaz injectés à une profondeur de 3000m.

RECOMMANDATIONS

- Effectuer régulièrement des optimisations afin de maintenir le même niveau de production.
- Procéder régulièrement au nettoyage des puits pour améliorer la production (utilisation d'eau douce pour les sels et de réformât pour les asphaltes).
- Augmenter la pression de gaz lift pour avoir le maximum de production.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Document SH-DP-GEA.
- [2] Data Banc GEA."
- [3] ALILAT FATIMA ZAHRA, ABED HICHAM et MATALLAH CHAMSSE EDDINE ;
« Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Par L'espace Annulaire Pour Un Puits Salé Non Eruptif HRM » ; Mémoire Master . (2018)
- [4] BOUZIANE ALI ; « Optimisation de Gaz Lift des Puits Reliés au Centre Ouest El Agreb » ; Projet professionnel de fin de formation. (2017)
- [5] René COSSE ; « Techniques d'exploitation pétrolière » . (édition 1988).
- [6] James F. Lea, Jr ; « Production optimisation using Nodales Analysis » .
- [7] Production Optimization using Nodal Analysis book, OGCI Publications. Oil & Gas
- [8] Beggs, H. D; Production Optimization Using Nodal Analysis, Edition OGCI. (1999).
- [9] Recuperation assistée par gas-lift (Serpro).
- [10] Schlumberger Gas Lift Design and Technology. (1999).
- [11] Traitement des dépôts", Edition Technip.
- [12] Boyun Guo, William C.Lyons , Ali Ghalambor; « Petroleum Production Engineering » ; Elsevier Science & Technology Books. (2007).
- [13] Recuperation assistée par gas-lift (Serpro)
- [14] Kermit E.Brown ;« The technology of artificiel lift methodes » (volume 1) :
- [15] René COSSE ; « Techniques d'exploitation pétrolière ». (édition 1988).
- [16] Richard Marquez ; «Gas-lift, ,Edition NEXT» .(2006).
- [17] HARKAT MOHAMED ALI et MERAD BOUDIA Anis « Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Pour Un Puits Salé Non Eruptif HRM» ; Mémoire Master .(2007)

ANNEXE

ANNEXE

Tableau 1.1: Tableau récapitulatif des drains du réservoir El Agreb.

AGE	Hassi Messaoud	Ali (1975)	Balducchi and Pommier (1970)	Legrand (1985)	Revised
Ordovician	ZdA		El Gassi Sst. *		ZdA
Cambrian	Ri	RA		El Gassi Sst./Miribel Sst. Fm.	Ri
	Ra Drain 4 Drain 3 Drain 2 InterDrain Drain 1	RB/RC	Ra	R1/Ra	RaU RaU4 RaU3 RaU2 RaU1
	R2	RD	R2	R2	RaL R2
	R3	RE	R3	R3	R3
	FORMATION DES GRES D'EL HASSI MESSAOUD				
Precambrian	BASEMENT				

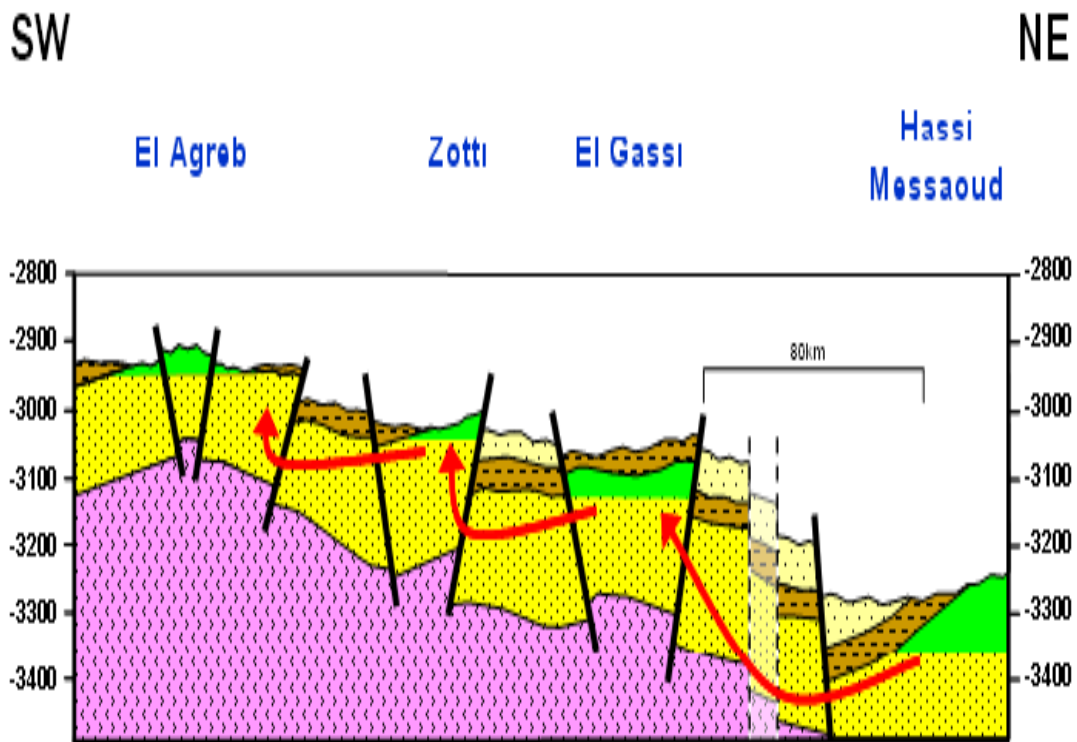


Figure.2: Aspect structural de Gassi el Agreb



Figure(B.2): Dépôts de CASO4 dans une pipe de pétrole [7].

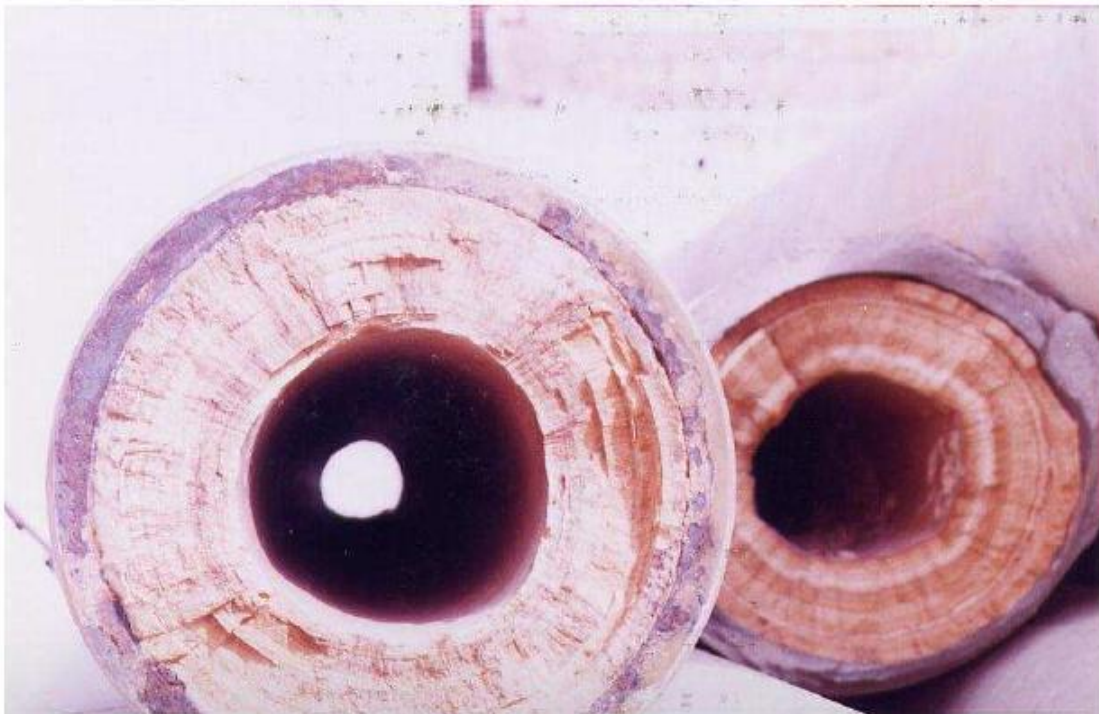


Figure (B.1) : Phénomène d'entartage a l'intérieur des conduites [8]

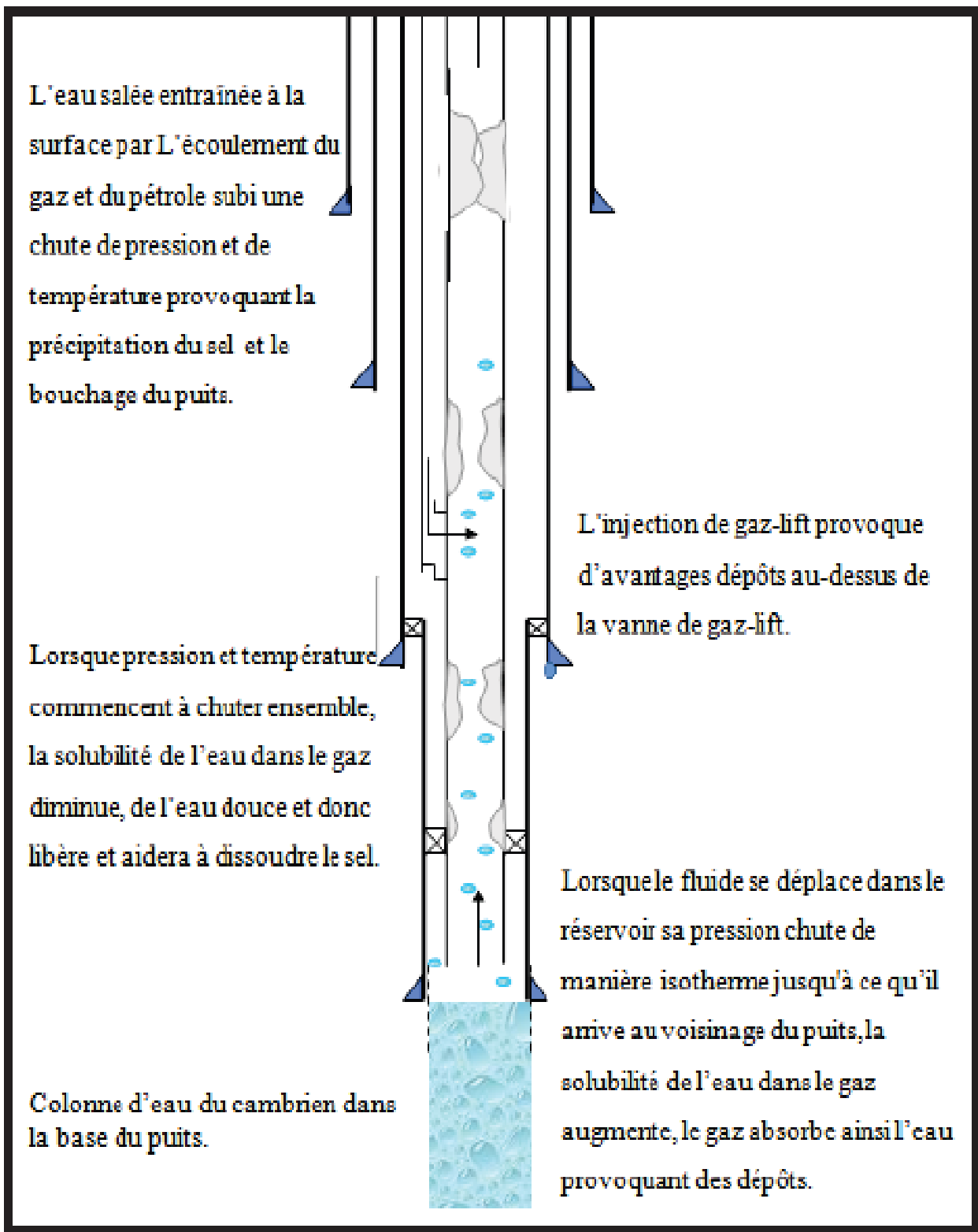


Figure (B.1) : Modèle de précipitation (déposition) de sel. [3]

L'organigramme de fonctionnement de PROSPER

(Petroleum Reservoir Simulation and Evaluation Software) est structuré de manière à modéliser et optimiser la production des puits pétroliers et gaziers.

Le logiciel PROSPER est utilisé pour analyser les performances des réservoirs et des puits, et pour optimiser des systèmes comme le gaz-lift. Voici les principales composantes de l'organigramme de PROSPER:

- **Données d'entrée:** Les données d'entrée incluent les propriétés des fluides (données PVT), les caractéristiques des équipements (comme les pompes et les vannes), et les conditions de production (débit, pression).
- **Modélisation des puits:** PROSPER utilise des relations de performance d'influx (IPR) pour modéliser la capacité de production des puits. Cela inclut l'analyse des courbes IPR-VLP (Vertical Lift Performance) pour différents scénarios de débit et de pression.
- **Optimisation du système de production:** Le logiciel permet d'optimiser les conditions d'injection de gaz dans les puits (gaz-lift) pour maximiser la production. Cela implique la simulation de différents débits d'injection et l'évaluation des courbes de performance correspondantes.
- **Analyse des performances:** PROSPER permet de comparer les différentes méthodes d'activation des puits (comme le pompage ou le gaz-lift) et de choisir la plus efficace en fonction des critères de production et des conditions du réservoir.
- **Outils de simulation:** Le logiciel intègre des outils pour simuler les conditions de fonctionnement des puits, y compris les effets des variables comme la profondeur d'injection et la pression de gaz.
- **PROSPER est largement utilisé pour la planification et l'optimisation de la production dans l'industrie pétrolière et gazière, grâce à sa capacité à modéliser avec précision les performances des réservoirs et des équipements de surface et de fond.**

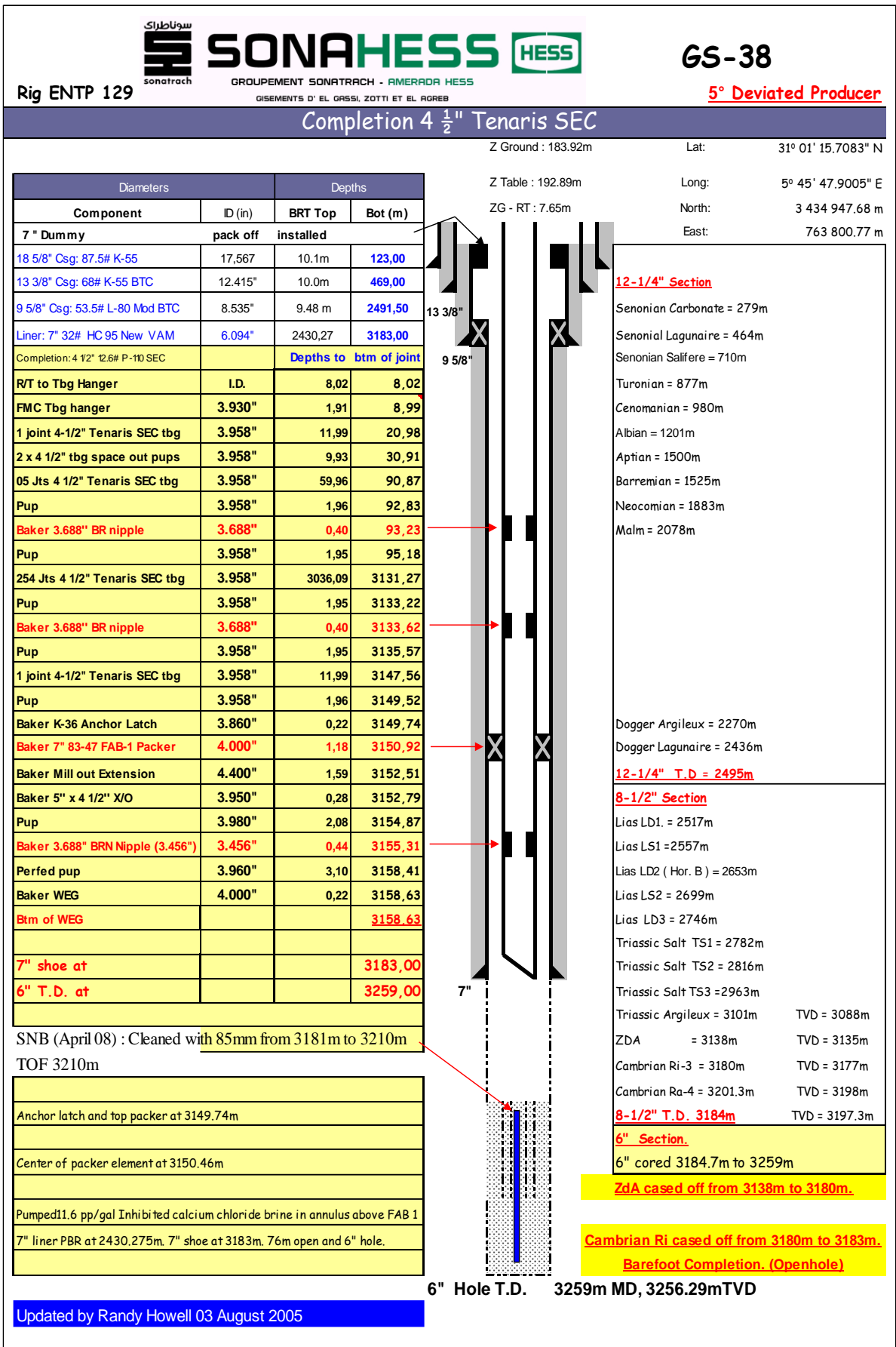


Figure (B.1) : Complétion du puits GS38. [1]

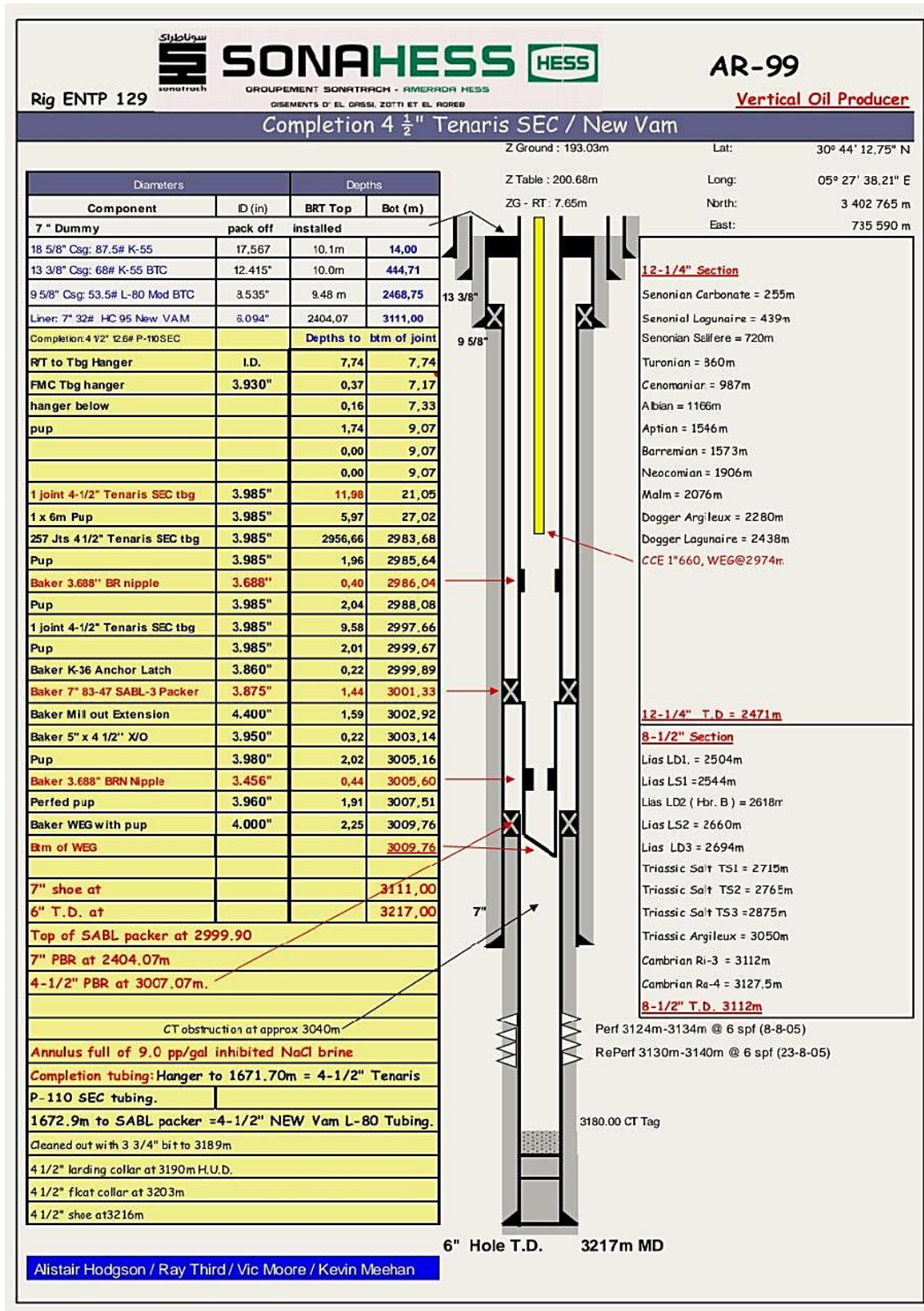


Figure (B.1) : Complétion du puits AR99. [1]