

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



**Université M'Hamed Bougara –
Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de
la Chimie**



Département Gisements Miniers et Pétroliers

**Mémoire de Fin d'Étude
En vue de l'obtention du Diplôme**

MASTER

Présenté par

**BOUDLAL Mahdi Reda
BOUABDALLAH Samir**

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

**Évaluation des problèmes d'exploitation sur le champ d'EDJELEH
In-Amenas, Causes et traitement / Acidification.**

Devant le jury composé :

Mr. ZERAIBI Nour Eddine	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. GARECH Mourad	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. SAIFI Redha	Maître-Assistant A	UMB-Boumerdes	Examineur

Dédicace

Ma dédicace s'adresse premièrement et avant tout à la plus belle créature que Dieu a créé sur terre, ma source de tendresse, de patience et de générosité

Ma mère !

À ce qui est la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour,

de la reconnaissance et du respect

Mon père !

À mes chers frères Mohamed, Amine et Mohamed

À mes adorables sœurs

À tous qui non Ceux qui n'ont pas cessé de me diriger par ses précieux conseils,

À mes amis proches sans exception surtout Mohamed, Wahab, Alla, Chebbi, Ayoub, Hichem, Mahi

À mon ami intime Sofi

À mon binôme

Dédicace

M Je dédie ce travail de fin d'études à mes parents, dont le soutien indéfectible et les encouragements constants ont été une source d'inspiration tout au long de ce parcours.

Leur amour et leur dévouement m'ont permis de surmonter les défis et de persévérer jusqu'à l'aboutissement de ce projet.

À mes frères Abdelmalek et Yassine, pour leur soutien et leurs encouragements continus. Vous avez toujours cru en moi, même dans les moments les plus difficiles.

À ma sœur, pour sa patience et son amour. Ton soutien moral a été inestimable et m'a aidé à garder le cap.

À tous mes amis, pour les moments de partage, de joie et de motivation

À mon binôme .

Merci à vous tous pour votre soutien. Ce travail est le fruit de notre effort collectif et de notre solidarité.

BOUABDALLAH Samir

Remerciements

Louange à Dieu le Tout-Puissant, Clément et Miséricordieux, qui nous a guidés tout au long de cette modeste réalisation.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos chers parents pour leur soutien indéfectible et leur encouragement tout au long de notre parcours académique.

*Nous aimerions adresser nos plus sincères remerciements à notre encadrant, le Professeur **ZERAIBI Nouredine**, pour sa disponibilité constante et ses conseils judicieux. Sa guidance précieuse a été d'une importance capitale dans la réalisation de ce travail.*

*Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude envers l'ensemble des enseignants de la FHC (Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie) qui ont contribué à notre formation, en particulier les enseignants du département des gisements miniers et pétroliers ; Mrs : **M. GARECHE, K. BENYOUNES et R. SAIFI**. Sans leur expertise et leur enseignement, ce projet n'aurait jamais pu voir le jour.*

Enfin, nous tenons à remercier notre deuxième famille et nos amis de la FHC, qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager tout au long de notre parcours universitaire. Nous sommes sincèrement reconnaissants envers toutes les personnes mentionnées ci-dessus pour leur soutien, leurs conseils et leur contribution à la réalisation de ce mémoire.

Résumé

Ce mémoire se propose d'analyser les problèmes d'exploitation rencontrés dans le champ d'Edjeleh, d'en déterminer les causes et d'évaluer l'efficacité d'un traitement par acidification matricielle comme solution potentielle. L'étude se concentre sur trois puits représentatifs - DL454, DL249 et DL453 - pour mettre en évidence les mécanismes complexes qui influencent la production.

Cette étude vise non seulement à apporter des solutions concrètes aux problèmes du champ d'Edjeleh, mais aussi à contribuer à la compréhension globale des défis liés à l'exploitation des champs matures. Dans un monde où l'efficacité énergétique et la durabilité des ressources sont primordiales, ce type d'analyse approfondie nous permet de trouver des solutions adéquates afin d'améliorer la productivité des puits.

Mot clé : chute de production, candidature endommagement, pipesim, incompatibilité des eaux, dépôt minérale, calcaire, rayon de drainage stimulation, StimCADE acidification, traitement matriciel.

Absrtact

The aim of this thesis is to analyse the operating problems encountered in the Edjeleh field, to determine the causes and to evaluate the efficiency of a matrix acidification treatment as a potential solution. The study focuses on three representative wells - DL454, DL249 and DL453 - to highlight the complex mechanisms influencing production.

The study is intended not only to provide concrete solutions to the problems of the Edjeleh field, but also to contribute to the global understanding of the challenges associated with the exploitation of mature fields. In a world where energy efficiency and resource sustainability are paramount, this kind of detailed analysis allows us to find an adequate solution in order to improve the wells productivity.

Keywords: decline in production, candidature, damage, pipesim, water incompatibility, mineral scale, limestone, drainage radius, stimulation, StimCADE, acidification, matrix treatment.

الملخص:

الهدف من هذه الأطروحة هو تحليل مشاكل الإنتاج التي واجهت حقل إدجلة، عن طريق تحديد الأسباب وتقييم فعالية معالجة لتسليط الضوء على - DL453 و DL249 و DL454 - تمييز المكامن كحل مُجدي. وتركز الدراسة على ثلاثة آبار تمثيلية الآليات المعقدة التي تؤثر على الإنتاج.

لا تهدف الدراسة إلى تقديم حلول ملموسة لمشاكل حقل إدجلة فحسب، بل تهدف أيضًا إلى المساهمة في الفهم العالمي للتحديات المرتبطة باستغلال الحقول المكتشفة. وفي عالم تتسم فيه كفاءة استخدام الطاقة واستدامة الموارد بأهمية قصوى، يمكننا هذا النوع من التحليل المعمق من إيجاد الحلول المناسبة لتحسين إنتاجية الآبار.

قَطْر **الكلمات المفتاحية:** انخفاض في الإنتاج، ترشيح، تلف، بيبسيم، عدم توافق المياه، الرواسب المعدنية، الحجر الجيري، نصف الاستنزاف، ستيمكاد، تحمّض، معالجة المصفوفة.

Sommaire

Dédicace	ii
Remerciements	ii
Résumé	iii
Introduction générale.....	1
I. CHAPITRE 01 : Présentation du champ Edjeleh.....	2
I.1. Introduction	2
I.2. Situation géographique.....	2
I.2.1. Situation régionale.....	2
I.2.2. Situation locale	5
I.3. Situation géologique.....	5
I.3.1. Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI	5
I.3.2. Aspect structural.....	6
I.3.3. Aspect stratigraphique et propriétés des réservoirs d'Edjeleh	7
I.3.4. Caractéristiques des réservoirs productifs	11
I.4. Conclusion.....	12
I.4.1. Formation des dépôts dans les puits du champ d'Edjeleh	12
I.4.2. Production et accumulation de sable de formation	12
I.4.3. Venues d'eau / percées d'eau.....	12
II. CHAPITRE 02 : Analyse de la chute production du réservoir F2 dévonien	13
II.1. Introduction	13
II.2. Historique de production F2 dévonien	13
II.2.1. La récupération primaire	13
II.2.2. La récupération secondaire.....	17
II.2.3. Analyse de la production	19
II.2.4. La sélection des puits endommagé.....	21
II.3. Analyse de la chute de production	24
II.3.1. Puits DL454.....	24
II.3.2. Estimation des performances du puits par l'analyse nodal	40
II.3.3. Puits DL249 et DL455	44
II.4. Conclusion.....	49
III. CHAPITRE 03 : Analyse des rayons de drainage des puits injecteurs et l'étude de la comptabilité des eaux	50

III.1.	Introduction	50
III.2.	Aperçu sur les rayons de drainage.....	50
III.3.	Présentation d'OFM	51
III.3.1.	Objectifs et Capacités d'OFM.....	51
III.3.2.	Polyvalence et Accessibilité	51
III.3.3.	Fonctionnalités Clés.....	52
III.3.4.	Avantages pour l'Industrie Pétrolière et Gazière	52
III.4.	Calcul des rayons de drainage des puits	53
III.4.1.	L'équation utilise	53
III.4.2.	Hypothèses Simplificatrices	53
III.4.3.	Résultat de calcul pour les puits injecteur DL205/DL402/DL169	54
III.4.4.	Simulation des Rayons de Drainage avec OFM (Schlumberger)	56
III.5.	Etude de compatibilité des eaux d'injection et de gisement	57
III.5.1.	Analyse physico-chimique	58
III.5.2.	Analyse de compatibilité	62
III.5.3.	Analyses minéralogiques par DRX	63
III.6.	Conclusion.....	65
IV .	CHAPITRE 04 : Exécution de l'opération d'acidification et évaluation de la production.....	68
IV.1.	Introduction	68
IV.2.	Types de stimulation	68
IV.2.1.	La fracturation	68
IV.2.2.	Traitement matriciel par acidification	70
IV.3.	Les acides	70
IV.3.1.	Les acides utilisés à IN AMENAS :.....	71
IV.3.2.	Autre types d'acide :.....	72
IV.3.3.	Les propriétés chimiques de l'acide	73
IV.4.	La minéralogie.....	74
IV.4.1.	Aperçu sur l'acidification des réservoirs gréseux.....	76
IV.4.2.	Action des acides sur les réservoirs gréseux :	77
IV.5.	Choix du type d'acide :	78
IV.5.1.	Les propriétés chimiques de l'acide	78
IV.5.2.	La composition de la roche.....	79
IV.5.3.	Autres caractéristiques :.....	79

IV.5.4. Stimcade (Stimulation Treatment Integrated Model Computer Aided Design and Evaluation).....	79
IV.6. Les additifs	81
IV.7. Puits 454	83
IV.7.1. Calcul nécessaire pour l'acidification	84
IV.8. Puits DL 249.....	89
IV.9. Puits DL455.....	91
IV.10. Structure d'un traitement.....	92
IV.10.1. Le tube clean et nettoyage des perforations.....	92
IV.10.2. Le traitement matriciel.....	93
IV.10.3. Le dégorgement du puits	93
IV.11. Étude économique	93
IV.12. Conclusion	94
Conclusion générale	93
Bibliographie	95

Liste des figures

Figure I-1 Position Géographique d’In-Amenas	3
Figure I-2 Champs pétroliers de la région d’In Amenas	4
Figure I-3 Position du périmètre d’exploitation Edjeleh.....	5
Figure I-4 stratigraphique du bassin d'Ilizi.....	6
Figure II-1: Résultat de la PFS	14
Figure II-4: Résultat de la PFS DL230.....	15
Figure II-2: Résultat de la PFS DL249.....	15
Figure II-3: Résultat de la PFS DL11	15
Figure II-5: Historique de production DL247	16
Figure II-6: Historique de production DL230	16
Figure II-7: Historique de production DL11	16
Figure II-8: Emplacement des puits sélectionné	19
Figure II-9: Production du réservoir.....	20
Figure II-10: Le pourcentage de déclin pour chaque puits.....	22
Figure II-11: Position du puits DL454 par rapport aux autres puits	24
Figure II-12: Schéma de complétion DL454.....	25
Figure II-13: Historique de production du puits DL454	26
Figure II-14: Résultat du sensibilité (PIPESIM)	30
Figure II-15: Résultat de la PFD	32
Figure II-16: Les différentes zones d'endommagement	35
Figure II-17: Positionnement de la zone endommagée et non endommagée.....	38
Figure II-18: le dépôt trouvé à la surface dans un test de jaugeage DL454	40
Figure II-19: Position des différents nœuds	41
Figure -II-20: Simulation par PIPESIM DL454.....	43
Figure II-21: Position des puits DL249 et DL455.....	44
Figure II-22: Historique de production puits DL249	45
Figure II-23: Historique de production de puits DL 455.....	46
Figure II-24: Simulation par PIPESIM DL249	48

Figure II-25: Simulation par PIPESIM DL455	49
Figure III-1: évolution de rayon de drainage au fil des années DL205.....	54
Figure III-2: Évolution de rayon de drainage au fil des années DL169	55
Figure III-3 : Évolution de rayon de drainage au fil des années DL402	55
Figure III-4: Simulation des rayons de drainage par OFM	56
Figure III-5:Diffractogramme du dépôt de l'étude de compatibilité entre l'eau MPDL (sortie) et celle du puits DL454	64
Figure IV-1:Acidification des matrices.	70
Figure IV-2:Augmentation de la vitesse de la réaction	74
Figure IV-3:Constituants typiques des grés.	76
Figure IV-4: Traitement recommandé par Stimcade pour le puits DL454	81
Figure IV-5: Calcule de volume du cylindre endommagé	84

Liste des tableaux

Tableau I-1:1secteur exploitant d'In amenas	4
Tableau I-2:Propriété des réservoirs.....	11
Tableau I-3:Caractéristique des fluides	11
Tableau II-1:Résultat de taux de déclin.....	22
Tableau II-2:Test de jaugeage de puits DL454	26
Tableau II-3:Résultat de sensibilité.....	30
Tableau II-4:Les données de well test DL454.....	42
Tableau II-5:Résultat de la sensitivite de skin.....	42
Tableau II-6:Test de jaugeage puits DL249	44
Tableau II-7:Test de jaugeage puits DL455	45
Tableau II-8:Les données de well test de puits DL249	47
Tableau II-9:Résulta de la sensitive de skin	47
Tableau II-10:Les données well test de puits DL455.....	48
Tableau II-11:Résultat de la sensitive de skin.....	48
Tableau III-1:Les données des puits.....	54
Tableau III-2:Résultat de calcul de rayon de drainage DL205	54
Tableau III-3:Résultat de calcul de rayon de drainage DL169	55
Tableau III-4:Résultat de calcul de rayon de drainage DL402	55
Tableau III-5:Les distances entre les puits	56
Tableau III-6:Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (01)	60
Tableau III-7:Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (02).	60
Tableau III-8:Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (03).	61
Tableau III-9:Résultats de l'étude de compatibilité entre l'eau MPDL (sortie) et celle du puits à la température 55C.	63
Tableau IV-1:La composition minéralogique de F2	75
Tableau IV-2:Les données de well test de puits DL454 (Après l'acidification).....	89
Tableau IV-3:Les paramètres d'acidification DL249	90
Tableau IV-4:Les données well test de puits DL249 (Après l'acidification).....	90
Tableau IV-5:Les paramètres d'acidification DL455	91

Tableau IV-6:Les données de well test de puits DL455(Après l'acidification).....	91
Tableau IV-7:Évaluation économique des puits DL454, DL249 et DL455.....	94

LISTE DES ABREVIATIONS

h : Hauteur	Q _o : Débit d'huile
P _{wf} : Pression dans le puits	Q _g : Débit de gaz
P _G : Pression de gisement	WOR : Water Oil Ration
k : Perméabilité	GOR : Gradient Oil Ration
IP : Indice de productivité	PFD : Pression de fond dynamique
r _w : Rayon du puits	TFD : Température de fond dynamique
r _e : Rayon de drainage.	PFS : Pression de fond statique
μ : Viscosité d'huile (cp)	TFS : Température de fond statique
S : Skin	C : Capacité de puits
B _o : Facteur volumétrique de fond (bbl/STB).	CTU(CCE) : Coiled tubing
Q _F : débit en condition de fond	P _r : Pression du réservoir
r _p : Rayon de puits endommagé	PLT : Production Logging Tool
q _i : Débit d'injection de l'acide	Φ : Porosité
PVT : Pression, Volume et Température	V _t : Volume d'acide à injecter
E _i : Fonction exponentielle intégrale	t : Temp
k _e : Perméabilité aux abords du puits	k _i : Perméabilité initiale
k _s : Perméabilité de la zone endommagée	r _s : rayon de la zone endommagée
P _w : Pression du puits	ΔP _s : Chute de la pression
q : Débit entre le puits et la formation	KH : la capacité d'écoulement (md.ft).
G _f : Le gradient de fracturation(psi/ft)	H _{mi perfos} : Hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
P _{frac} : Pression de fracturation	P _t : Pression en tête
P _p : Pression pipe	PPH : Puits producteur d'huile
ΔP _{skin} : Perte de charge due au Skin	EP : Essai de puits
EP : Engineering & Production	SH : SONATRACH
DP : Division Production	B _w : Facteur volumétrique d'eau.
ΔP _{sécurité} : la marge de sécurité (psi)	5.615 : Constante empirique pour convertir des volumes (souvent utilisée pour convertir des barils en pieds cubent).
D : le taux de déclin	D _{CCE} : le diamètre de coiled tubing (inch).
W _{ic} : Volume cumulé d'eau injectée.	
H : Épaisseur nette du réservoir.	
S _w : Saturation en eau initiale.	
S _{or} : Saturation résiduelle en huile.	
μ : viscosité d'huile (cp)	

Introduction générale

Introduction générale

Dans le contexte actuel de la demande croissante en énergie et de la complexité des gisements pétroliers, l'optimisation de la production des champs matures revêt une importance capitale. Le champ d'Edjeleh, situé dans la région d'In Amenas en Algérie, illustre parfaitement les défis auxquels font face les opérateurs pétroliers dans le maintien et l'amélioration de la productivité des puits. Ce champ, malgré son potentiel, connaît une baisse significative de sa production, impactant directement les revenus de la région et nécessitant une étude approfondie pour identifier les causes et proposer des solutions efficaces.

La démarche adoptée dans ce travail vise à remédier à cette problématique et est structurée en quatre chapitres.

Le premier chapitre présente la région où cette étude a été menée, à savoir le champ d'Edjeleh, et souligne les défis d'exploitation auxquels il fait face.

Le deuxième chapitre analyse l'évolution de la production du réservoir au fil du temps, mettant en évidence la chute de production observée et identifiant les problèmes potentiels à l'origine de cette baisse, en prenant comme exemples les puits DL454, DL249 et DL453.

Le troisième chapitre se concentre sur l'analyse des rayons de drainage des puits injecteurs, confirmant l'arrivée de l'eau d'injection aux puits producteurs exemplaires. En étudiant l'incompatibilité des eaux (injectée/produite), ce chapitre confirme la source du problème détecté au chapitre précédent.

Enfin, **le quatrième chapitre** porte sur l'exécution du traitement par acidification matricielle, en prenant en compte les facteurs clés tels que le choix de l'acide et les calculs nécessaires. Une évaluation de la réussite de ce traitement est ensuite effectuée, y compris une étude économique.

Cette démarche complète vise à fournir une compréhension approfondie des défis rencontrés dans le champ d'Edjeleh et à proposer des solutions efficaces pour optimiser sa production, garantissant ainsi la durabilité et la rentabilité des opérations dans cette région clé pour l'industrie pétrolière algérienne.

I. CHAPITRE 01 :
Présentation du champ Edjeleh

I.1. Introduction

Le gisement d'Edjeleh a été découvert en 1956 par le forage du puits DL101, puis mis en exploitation en 1960.

Près de 300 puits ont été forés à ce jour sur le gisement, dont environ 20% d'entre eux convertis en injecteurs d'eau dans la zone nord.

La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six (6) niveaux réservoirs superposés et distincts. Ces réservoirs producteurs sont représentés par des formations gréseuses d'âge Carbonifère (D2, D4 et D6), Dévonien (F2 et F4) et Cambro-Ordovicien.

I.2. Situation géographique

I.2.1. Situation régionale

Les champs EDJELEH fait partie de la Région d'In-Amenas est située à 1600 Km au Sud-Est d'Alger, à 820 Km d'Ouargla et à 240 Km au Nord-Nord-Est du chef-lieu de la wilaya d'Illizi, à proximité de la frontière libyenne Figure (1.1). Du point de vue coordonnées géographiques la région d'in amenas est limitée :

Au Nord par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli (Otl), Taouratine (Trn), Irlaléne (Irl), West-Thansaténe (Wih) et Tihigaline (Txa, Txb).

Au Sud par la parallèle 26° 30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest: Amenaned (Amd), In-Teria (It), Tin-Mezoratine (Tmz), Assekaifaf (As), Tihigaline (Txh) et Le Couloir (Clr).

A l'Est par la frontière Algéro-libyenne au niveau du méridien 10°. A l'Ouest par le méridien 8° passant par l'Erg Issaouane. (Voir ci-après la carte de localisation de cette région).

La superficie de la région est d'environ 30.000 Km².

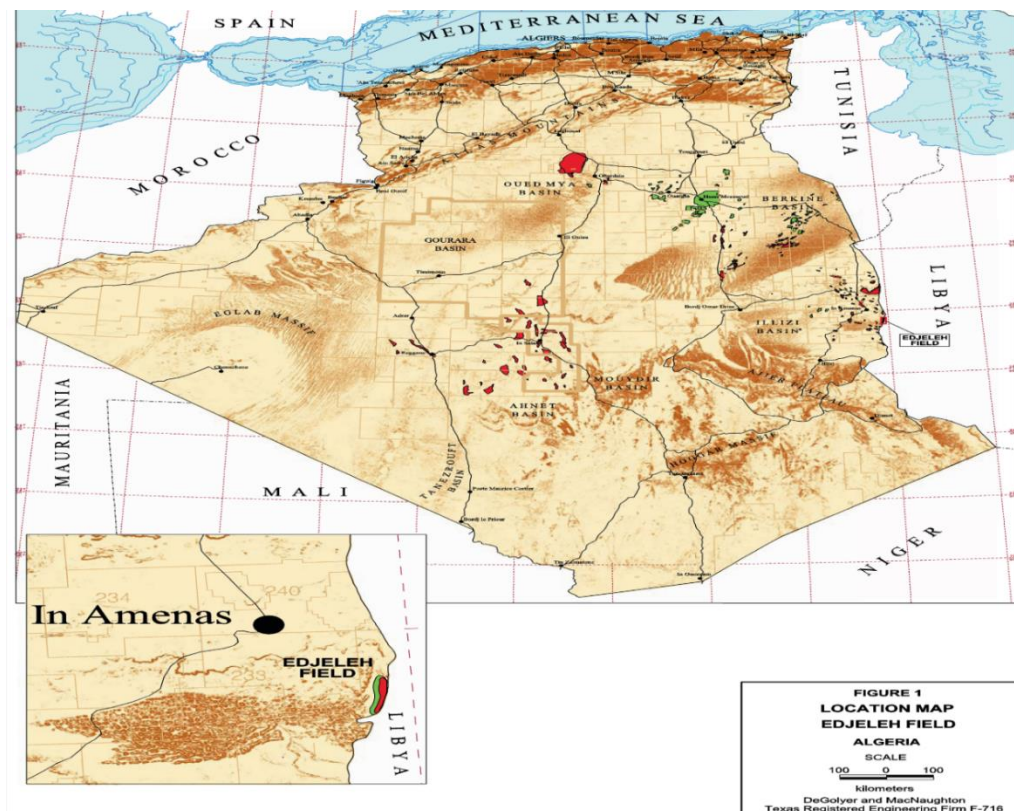


Figure I-1 Position Géographique d'In-Amenas

I.2.1.1. Historique d'exploration et d'exploitation de la région

De nombreuses sociétés pétrolières étrangères ont opéré sur des permis de différentes tailles dans le cadre de la prospection.

La C.R.E.P.S (Compagnie de Recherche et d'Exploration du Pétrole au Sahara) a eu la grande part dans la région, pour ce qui est de l'exploration et la totalité des gisements lors de l'exploitation.

La recherche, dans le bassin d'Illizi a commencé en 1955 et a été encouragé par la découverte par le forage du puits DL101 ou Edjeleh-101, en 1956 ou jaillit pour la première fois du pétrole dans le Sahara Algérien. En 1956 et après la découverte du champ d'Edjeleh fut le tour du champ de Tiguentourine par le forage de TG101 dont les horizons producteurs sont : Le carbonifère (B11, D2, D4 et D6), le Dévonien (F2, F4 et F6) et le Cambro-Ordovicien (Unité IV) en particulier.

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants :

Carbonifère : (B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gas cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-Ordovicien et les autres champs tels que: La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), Ouan Taredert (1958), Dome à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958),

Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene (1963), Hassi Farida (1963), Tihigaline (1963) .

I.2.1.2. Secteurs d'exploitation

La région est répartie en deux secteurs: secteur Est et secteur Ouest. Figure I.2

Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance:

Secteur Est	Secteur Ouest	Actuellement à l'arrêt	Non exploités
<ul style="list-style-type: none"> - Edjeleh (DL) - Zarzaitine Nord Est (ZDNE) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tiguentourine - El-Adeb Larache - Gara - LA Reculée - Assekaifaf (Nord et Sud) 	<ul style="list-style-type: none"> - Tan Emellel - Dome a Collenias - Ouan Taredert (TRT) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nord In Amenas - Hassi Ouan Abech - Iffefane Tehert Nord - Irlalene + Ouest Ihansatene

Tableau I-1: Isecteur exploitant d'In amenas

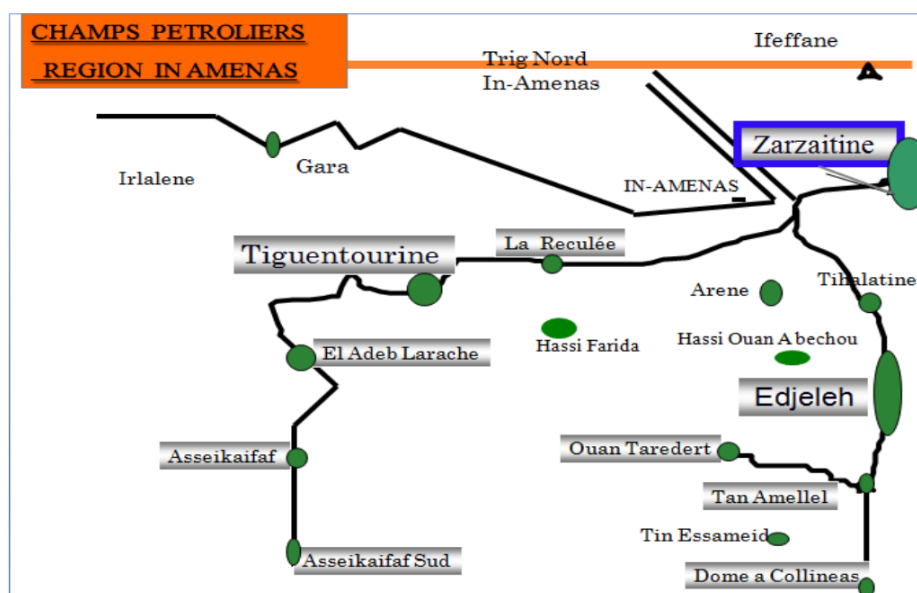


Figure I-2 Champs pétroliers de la région d'In Amenas

I.2.2. Situation locale

Le champ d'Edjeleh est situé dans le bloc 241, sur la partie sud-est du bassin d'Illizi à 70 kms (jusqu'à CS 6) au sud-est d'In-Aménas. Altitude : 470 à 640 m/Nm. Le relief est accidenté ; avec des escarpements rocheux, falaises et dalles calcaires.

I.3. Situation géologique

Le bassin d'Illizi d'où la région d'In Amenas appartient fait partie de La synclise Est Algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord, Tihemboka à l'Est, Amguid el Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud.

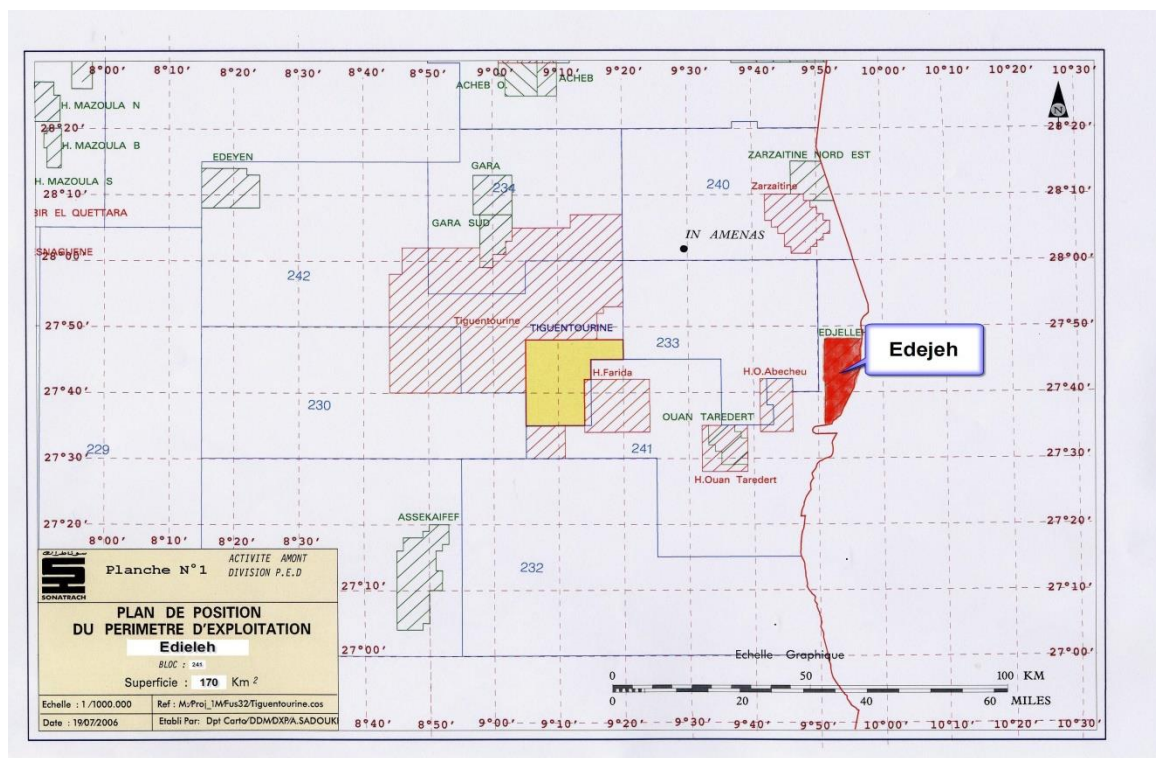


Figure I-3 Position du périmètre d'exploitation Edjeleh

I.3.1. Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristalphyliennes et volcanique

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et Al (1968). [1]

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (**Figure I-4**) épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

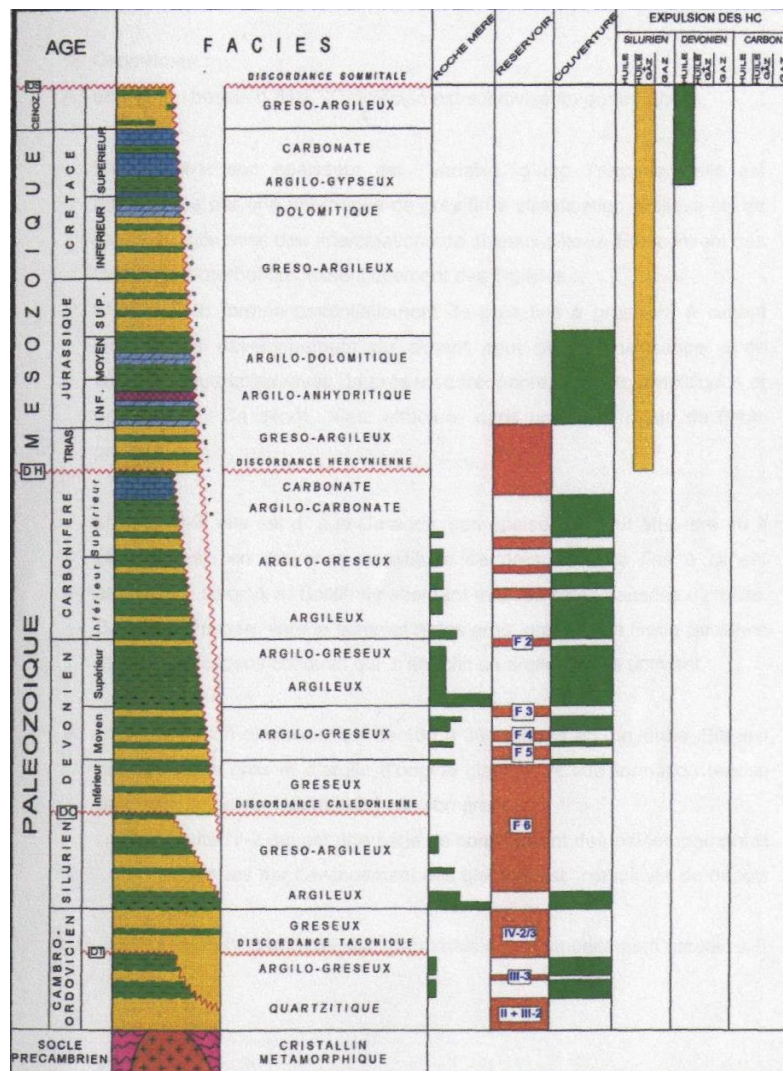


Figure I-4 stratigraphique du bassin d'Illizi

I.3.2. Aspect structural

Le champ d'Edjeleh est un anticlinal situé sur la culmination axiale d'une structuration régionale de direction nord-sud. Est asymétrique et un ensellement sépare deux culminations structurales, le dôme nord et le dôme sud. L'asymétrie d'Edjeleh est le résultat d'un soulèvement dans le socle, créant sur le côté Est une faille inverse raide parallèle à l'axe de l'anticlinal et une zone de faille normale longitudinale coupant les couches du Dévonien et du Carbonifère qui s'étendent entre la crête de l'anticlinal et la faille inverse, tout au long de la structure. [1]

Enfin, l'anticlinal est coupé par des failles diagonales qui traversent également les strates du Cambro-Ordovicien, deux de ces failles étant situées sur le côté nord du dôme sud et une autre sur son plongement sud.

I.3.3. Aspect stratigraphique et propriétés des réservoirs d'Edjeleh

- **Carbonifère D2**

Le niveau D2 est un système hydrodynamique uni composé de cinq bancs producteurs (A, B, C, D et E) avec des caractéristiques géologiques et pétrophysiques distinctes.

Unité A

- Couverture extensive sur le champ
- Épaisseur relativement stable, diminuant vers le Sud-Ouest
- Propriétés pétrophysiques moyennes, s'améliorant vers le centre et se dégradant à l'Est et au Sud
- Grès fins à moyens, gris, beige ou brunâtre, siliceux, argilo-siliceux, peu cimentés, friables, poreux et perméables avec des passées d'argile
- Porosité moyenne de 20,7 à 23,7%
- Perméabilité moyenne de 100 à 269 mD, pouvant atteindre 1050 mD
- Épaisseur utile de 9,7 à 12,7 m
- Le secteur I présente l'épaisseur totale et utile la plus importante [1]

Unité B

- Variation notable de l'épaisseur utile et des propriétés pétrophysiques
- Meilleure perméabilité dans la partie inférieure
- Amélioration des caractéristiques lithologiques et pétrophysiques vers le Sud-Ouest
- Grès fins à moyens, rarement sableux, beiges, siliceux, argilo-siliceux, friables, poreux et perméables avec inclusions et passées d'argile micacée
- Meilleures propriétés de réservoir du gisement
- Porosité moyenne de 20,9 à 23,4%
- Perméabilité moyenne de 295 à 632 mD, pouvant atteindre 1455 mD
- Épaisseur utile de 3,5 à 7,5 m

Unité C

- Diminution progressive de l'épaisseur vers l'Ouest-Nord-Ouest due aux argiles dans la partie supérieure
- Propriétés pétrophysiques très variables : porosité de 15 à 28%, perméabilité de certaines passées gréseuses dépassant 3000 mD
- Alternance de bancs de grès fins à moyens, siliceux et d'argiles noires, indurées, micacées et feuilletées, de grès gris, beiges en lentilles, parfois friables, sableux, poreux et perméables
- Parfois grès fins, moyens, bien cimentés, quartzeux et compacts
- Porosité moyenne de 20,6 à 23,8%
- Perméabilité moyenne de 370 à 643 mD, pouvant atteindre 1000 mD

- Compartimentation en trois bancs (C1, C2 et C4) d'épaisseurs moyennes respectives de 1,4, 1,9 et 2,0 m
- Corrélation des dépôts parfois difficile

Banc D

- Représenté par deux passées gréseuses, la partie supérieure ayant de meilleures caractéristiques pétrophysiques.
- Augmentation de l'épaisseur utile et amélioration des propriétés pétrophysiques vers le Sud-Est
- Alternance de grès gris, fins à moyens, siliceux, en nodules aux lits, peu consolidés, très peu calcaires, parfois sableux et friables, poreux et perméables, parfois comme un ensemble argilo-gréseux et d'argiles noires .
- Porosité moyenne de 14,4 à 21,8%
- Perméabilité moyenne de 73 à 662 mD
- Deux couches gréseuses (D1 et D2) d'épaisseur 2,1 à 2,8m séparées par un ensemble argilo-gréseux compact et imperméable
- Partage entre les couches productives relativement constant, d'une épaisseur moyenne de 2,0 à 2,5 m [1]

Banc E

- Faible épaisseur utile
- Seules des passées de grès présentent des caractéristiques de roches-réservoirs
- Ensemble argilo-gréseux, souvent imperméable, constitué d'argile micacée et de grès fins, siliceux ou argileux
- Propriétés de réservoir les plus mauvaises du gisement
- Porosité moyenne de 17,9 à 20,7%
- Perméabilité moyenne de 87 à 267 mD, pouvant atteindre

- **Carbonifère D4**

Le Carbonifère D4 se compose de trois unités distinctes, chacune représentant une phase de transgression-régression marine :

Unité A : Séquence régressive du cortège TST

- **Description** : Grès fins, tendres, à grains réguliers avec quelques petits bancs d'argiles. Au toit de l'unité, on trouve un ensemble argilo-gréseux ou gréseux compact à lits d'argiles, d'une épaisseur de 2 à 4 mètres.
- **Propriétés de réservoir** : Mauvaises. Porosité de 4 à 17%, perméabilité nulle à quelques unités millidarcies.
- **Valeurs moyennes** : Porosité de 24,7%, perméabilité de 239 mD pour l'ensemble du réservoir A.

Unité B : Base de la séquence régressive du cortège TST

- **Description:**
 - Niveau riche en bioclastes et oolithes observable sur carotte.
 - Pic argileux caractéristique sur diagraphie, marquant la surface transgressive.
 - Ensemble argilo-gréseux (70% de grès) avec passées argileuses.
- **Propriétés de réservoir :** Meilleures que l'unité A. Porosité de 24,9% et perméabilité de 149 mD. [1]

Unité C : Séquence régressive du cortège LST

- **Description :** Grès fins, siliceux, avec intercalations d'argiles. Dans le mur de l'unité, on trouve un ensemble argilo-gréseux avec des grès assez compacts à passées argileuses.
- **Propriétés de réservoir :** Mauvaises. Porosité de 23,8% et perméabilité de 91 mD
 - **Dévonien F2**

Le réservoir F2, situé à la partie sommitale du Dévonien supérieur, se caractérise par une hétérogénéité lithologique et pétrophysique. Il est composé d'une alternance de grès fins (parfois silteux), siltstones, argilites, niveaux oolithiques et calcaires souvent lumachéliques.

Sur la base des données de carottes et des diagraphies, le réservoir F2 est subdivisé en quatre unités de haut en bas : A, B, C et D.

Unité A

- Complexe argilo-gréseux avec des grès fins à moyens, compacts et siliceux.
- Présence d'intercalations minces zoogénies gréseuses blanches ou noires au toit.
- Épaisseur totale moyenne : 5,47 m
- Épaisseur utile : 1,19 m [1]

Unité B

- Complexe argilo-gréseux avec des grès fins à moyens, compacts et siliceux.
- Teneur en argile importante.
- Faibles perméabilités.
- Épaisseur totale moyenne : 4,54 m

Unité C

- Structure complexe.
- Toit constitué de grès fins, poreux et perméables, parfois fissurés avec de minces feuillettes d'argiles.
- Partie inférieure constituée d'un ensemble argilo-gréseux avec des grès fins, compacts et siliceux.

- Épaisseur totale moyenne : 5,70 m
- Épaisseur utile: 1,97 m

Unité D

- Grès fins à grossiers peu consolidés et parfois fissurés, très poreux et perméables avec quelques intercalations argilo-gréseuses.
- Épaisseur totale moyenne : 10,27 m
- Épaisseur utile : 6,09 m

▪ **Dévonien F4**

Unité A : Elle est représentée par une alternance fréquente de grès et d'argiles, ce qui rend ses propriétés petrophysiques moyennes, les zones d'importantes épaisseurs sont attribuées à la partie centrale du gisement.

Unité B : Elle est la principale unité dans le réservoir F4. Elle est formée de grès fins et moyens à rares passées d'argiles. Elle s'étend sur toute la superficie du gisement, elle possède de bonnes caractéristiques petrophysiques et renferme les principales réserves en huiles et en gaz. Les meilleures caractéristiques petrophysiques sont enregistrées dans la partie centrale des secteurs I, II et III.

Unité C : Elle est constituée essentiellement par des grès argileux qui font souvent place aux argiles. C'est pourquoi cette unité est d'une moyenne importance du point de vue caractéristique pétrophysiques. Dans l'ensemble le réservoir F4 est caractérisé par une épaisseur assez constante. Son épaisseur utile est déterminée essentiellement par l'épaisseur du banc B. Les secteurs d'importantes épaisseurs utiles sont attribués aux parties sud, centrale et nord du gisement ; quant aux propriétés pétrophysiques, elles sont meilleures dans les secteurs I, II et III. [1]

▪ **Cambro-Ordovicien**

Le Cambro–Ordovicien est représenté par trois unités ; (Unité II, unité III et unité IV)

Unité IV : cette unité est composée de quatre sous –unités.

IV – 4 : Représentée par des argiles noires à grains de quartz et lits silteux.

IV – 3: Représentée par des grés moyens, rarement grossiers et siliceux.

IV – 2: Représentée par des argiles à graviers de quartz, des silts et des grès fins.

IV – 1: Représentée par des grès moyens à grossiers parfois fins.

Unité III: cette unité est composée de deux sous-unités.

III – 3 : Représentée par des grès fins à très fins, des tigillites et argiles noires.

III – 1 : Représentée par de fines alternances d'argiles noires et des grès très fins.

Unité II: Représentée par des grès grossiers et microconglomératiques [1]

I.3.4. Caractéristiques des réservoirs productifs

Elles sont résumées dans le tableau suivant :

Caractérisation du réservoir	Réservoir	D2	D4	F2	F4	Com-Ord
	Unité					
Cote de référence	mètre/NM	-110	-90	-210	-280	-490
Pression initiale	Kg /cm ²	36,8	41,1	66,5	71,6	90,4
Température du réservoir	°C	44	47	60	63	76
Hauteur totale moyenne	mètre	40	15	24	36,5	120
Hauteur utile moyenne	mètre	20	10	7,5	21	14
Porosité moyenne	%	21	25	22	18	11
Saturation en eau moyenne	%	15	15	13	19	30

Tableau I-2: Propriété des réservoirs

Propriétés initiales des fluides des différents réservoirs

Elles sont résumées dans le tableau suivant :

Caractéristique de l'huile	Réservoir	D2	D4	F2	F4	Com-Ord
	Unité					
P_i	Kg/cm ²	36,6	39,5	66,5	72,5	90,4
B_{oi}	RV/SV	1,069	1,060	1,113	1,099	1,157
R_{si}	RM ³ /SM ³	17,900	17,178	38,00	30,330	44,0
B_g	RV/SV	0,029	0,027	0,024	0,015	0,013
μ_{oi}	CP	2,523	2,143	1,100	1,958	0,82
ρ_{oi}	CP	0,808	0,818	0,820	0,802	0,804

Tableau I-3: Caractéristique des fluides [1]

I.4. Conclusion

Le champ d'EDJELEH pose des problèmes de production qui sont généralement

I.4.1. Formation des dépôts dans les puits du champ d'Edjeleh

D'après les contrôles fond de puits par Wire-line (C.T.F) effectués sur les puits producteurs d'huile du champ d'Edjeleh, des dépôts se forment fréquemment sur les parois des colonnes de tubing 2" 3/8 ou 2" 7/8 ainsi qu'au fond des puits. Ces dépôts sont principalement constitués de :

- Le Calcaire (CaCO_3) et le Sulfate de baryum (BaSO_4) : résultant de l'incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau du réservoir. Ils se présentent sous forme pâteuse ou solide dans le tubing et/ou au fond des puits, en face des zones de production.
- Sel : La présence d'une eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing en s'accumulant sur les parois des colonnes et ce dès que des quantités d'eau, même très faible, sont produites avec l'huile . C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques
- Paraffine : se dépose sur les parois des colonnes de tubing.

I.4.2. Production et accumulation de sable de formation

L'écoulement des hydrocarbures peut entraîner du sable provenant des formations poreuses non consolidées (les grains de sable des grès sont arrachés et transportés par le débit). Ce sable s'accumule au fond des puits, provoquant des bouchages fréquents et une perte de production sur un nombre important de puits.

I.4.3. Venues d'eau / percées d'eau

Les arrivées d'eau rapides (percées d'eau) sur la majorité des puits d'Edjeleh ont entraîné une baisse de production notable. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité. Ce phénomène est dû à un balayage non uniforme de l'eau injectée, causé par :

- La disposition non optimale des puits producteurs par rapport aux puits injecteurs d'eau (pattern d'injection non uniforme).
- Des différences de pertes de charge (ΔP) entre les puits injecteurs d'eau et les puits producteurs d'huile.
- Un débit d'injection d'eau trop élevé dans les puits injecteurs, créant des chemins préférentiels pour l'eau dans le réservoir vers les puits producteurs.

Ces problèmes constituent un facteur général de perte de production, pour cela dans les prochains chapitres l'étude se focalisera sur l'identification précise des problèmes, l'évaluation des causes et la proposition de solutions adaptées pour améliorer la productivité du champ.

II . CHAPITRE 02 : Analyse de la chute production du réservoir F2 dévonien

II.1. Introduction

Au fil du temps, il est inévitable de constater une diminution de la production des réservoirs, tant au niveau du débit que de la pression. Cette diminution est le résultat de diverses causes, parmi lesquelles on peut citer en premier lieu la déplétion naturelle du réservoir. En effet, au fur et à mesure de l'extraction pétrolière, les réserves en hydrocarbures diminuent progressivement, ce qui se traduit par une baisse de la production. De plus, la migration d'eau et de gaz peut également contribuer à cette diminution. Également, La formation de dépôts organique et minérales, tels que des paraffines ou des asphaltées (organique), sulfate de baryum ou le calcaire (minérales), peut obstruer les puits et les conduites, limitant ainsi la capacité de production. Ces dernier sont les problèmes les plus abondant au niveau de la région d'In Amenas notamment dans le champ d'Edjeleh.

Il est donc essentiel de comprendre les raisons de ces diminutions afin de trouver des solutions efficaces pour contrer ce phénomène. Pour cela on a choisi de faire face à ces problèmes en examinant le réservoir F2 dévonien, qui est parmi les réservoirs les plus ancien dans le champ d'Edjeleh, et qui a était exploiter en **1970** par le forage du puits **DL122** un puits producteur d'huile.

Dans ce chapitre nous allons entamer l'analyse de la production du réservoir F2 dévonien, par la mise en évidence la chute rencontrer au fils des années, et d'identifier ces causes par l'étude approfondie des puits exemplaires (**DL454, DL249 et DL453**), qui seront sélectionnée comme candidat à cause de son déclin significatifs.

II.2. Historique de production F2 dévonien

II.2.1. La récupération primaire

Ce réservoir a débuté sa production naturellement dans les années soixante-dix, comme le cas de la majorité de réservoir à l'aide de ces mécanisme de drainage, avec environ **30 puits** producteurs d'huile, dont on distingue une variété en fonction de débit pour chaque puits, cette variété peuvent s'ordonnée en :

- Les puits fort : ce sont les puits ou leur débit est à la moyenne de : **75 m3/jours**.
- Les puits moyen : ce sont les puits ou leur débit est à la moyenne de : **27m3/jours**.
- Les puits faible : ce sont les puits ou leur débit est à la moyenne de : **10m3/jours**

II.2.1.1. Analyses de la production

Le comportement de ce réservoir durant la période de récupération naturelle est étudié selon les mesures de la pression par les tests PFS (mesures des pressions de fond statique) et de débit par les tests de jaugeages, dont on touche une diminution au fil des années ce qui est le cas pour tous les réservoirs.

Le résultat des mesures de la pression de fond statique (PFS)

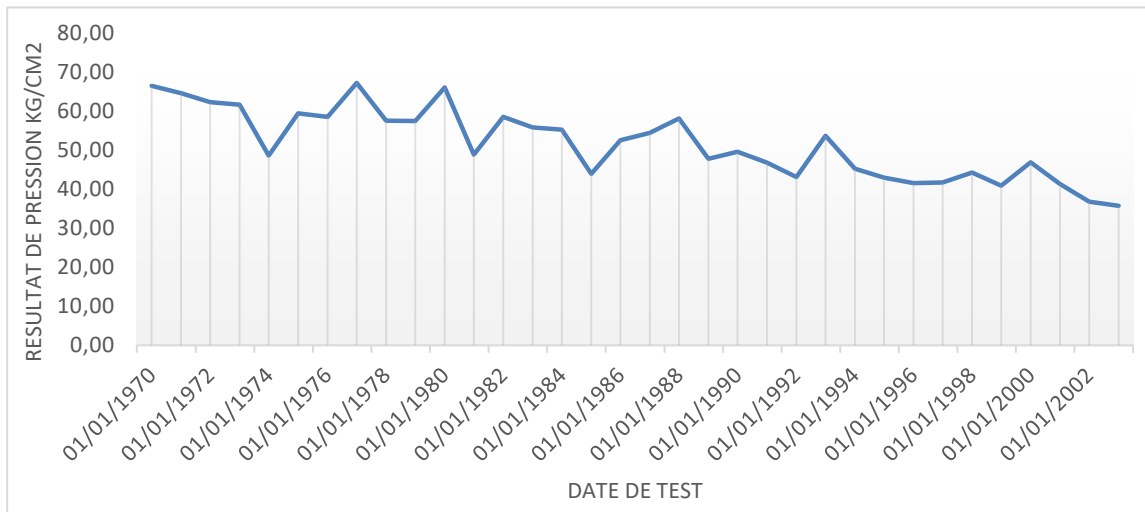


Figure II-1: Résultat de la PFS

D'après la Figure II-1 on touche une diminution dans la pression de réservoir moyenne qui a été initialement de **66.5 kg/cm²** quand le réservoir **F2** débute à être exploité en **1970**, cette diminution est de **31 kg/cm²** au total l'année **2002** avec une moyenne de **0.94 kg/cm²** par an.

Analyse de la chute de production par puits

Comme c'est mentionné avant qu'on a trois catégories de puits concernant notre réservoir, dans ce qui suit on va voir les résultats de la PFS et de test de jaugeage pour chaque catégorie de puits, dans le but de prouver la chute de production au niveau de notre réservoir.

Pour cela on a choisi trois puits qui sont : **DL247 /DL11/ DL230**.

En termes de pression

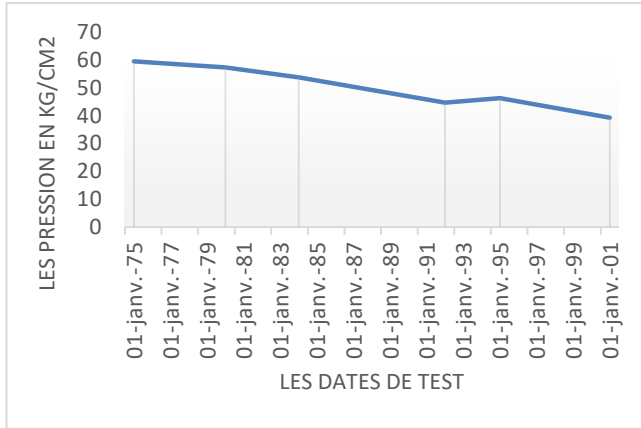


Figure II-2: Résultat de la PFS

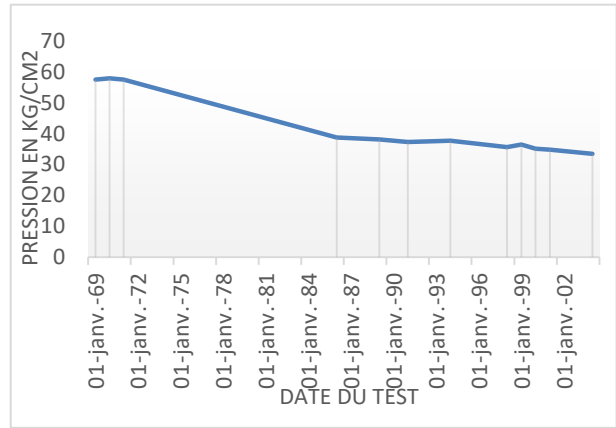


Figure II-4: Résultat de la PFS DL11

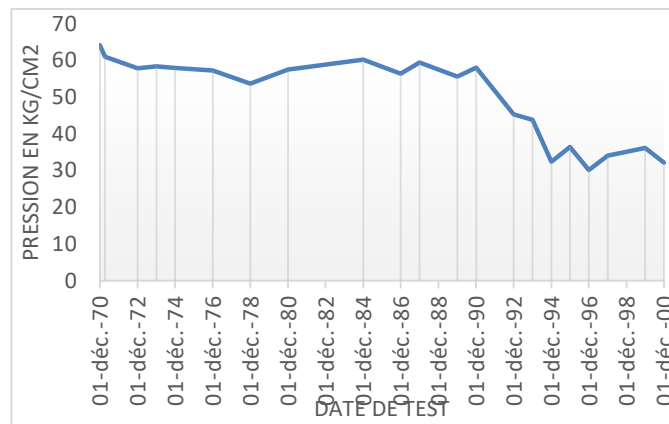


Figure II-3: Résultat de la PFS DL249

D’après les résultats de la PFS fourni par Figure II-2, Figure II 3 et Figure II 4, ou on remarque une chute de pression qui touche l’ensemble des puits, d’où la première mesure de ces puits indique une pression de réservoir de **57.77**, **59.59** et **64.15** kg/cm². D’après les graphes on remarque une chute de pression jusqu’au **34.9**, **36.3** et **33.19** kg/cm². ce qui évidemment vas influencer les débits de production.

En termes de débit

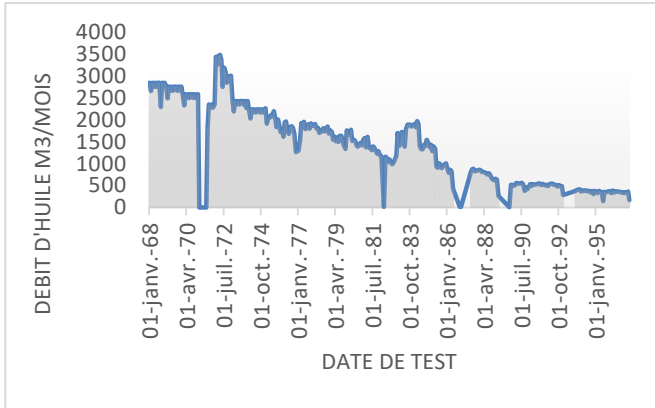


Figure II-5: Historique de production DL247

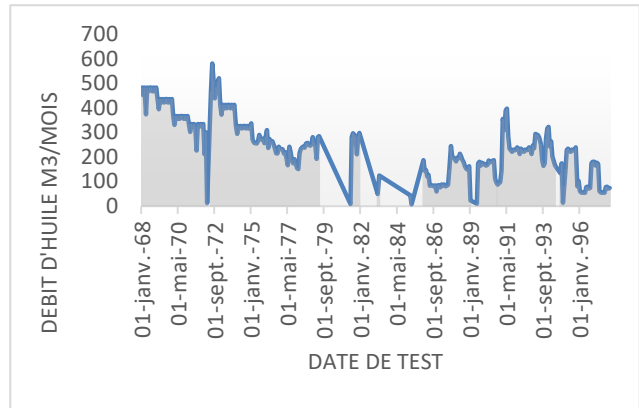


Figure II-6: Historique de production DL230

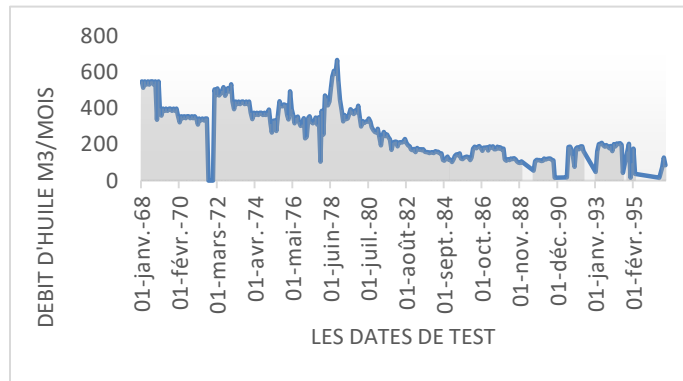


Figure II-7: Historique de production DL11

D’après les résultats des tests de jaugeages fourni par Figure II -5, Figure II -6 et Figure II II-7, on remarque une chute de débit d’huile signifiante qui touche l’ensemble des puits, d’où les premières mesures de ces puits donne un débit d’huile de **2846.64**, **548.03** et **484.1** m3/mois, pour les puits **DL247**, **DL11** et **DL230**, et on a une chute de débit jusqu’au. **167.9**, **85.04** et **74.39** m3/mois.

Les résultats de ces derniers nous donnent une confirmation que notre réservoir a subi une chute au niveau de chaque puits.

Remarque

Cette diminution est tout à fait normale comme c'est mentionner avant, parce qu'au fur et au mesures et comme on sait que L'extraction d'huile et de son gaz associé est accompagné par une diminution d'énergie, d'où la nécessité d'intervenir afin de faire face à la chute de pression. C'est pourquoi on fait recours à une énergie supplémentaire, cette dernière est fournie en faisant appel à une source extérieure d'énergie, c'est à dire l'injection du gaz ou l'injection du l'eau dans le réservoir, ou autrement dit la récupération secondaire.

Pour le réservoir dévonien F2 la nécessite de faire cette intervention est devenue primordiale dans la fin des années quatre-vingts, d'où **20%** des puits producteurs ont été converti en puits injecteurs dans la totalité du champ telle que le puits **DL43** en **2003** et de même d'autre puits injecteurs ont été foré telle que **DL130** en **2002**.

II.2.2. La récupération secondaire

La récupération secondaire dans l'industrie pétrolière par l'injection de gaz et d'eau est une méthode utilisée pour augmenter la production de pétrole et améliorer la durée de vie des réservoirs pétroliers. Cette technique consiste à injecter du gaz et/ou de l'eau dans les réservoirs afin d'augmenter la pression et pousser le pétrole vers les puits de production. L'objectif principal de cette méthode est de récupérer plus de pétrole qui ne peut pas être extrait par des moyens primaires. La récupération secondaire présente des avantages significatifs, mais aussi des défis et des considérations, notamment en termes de coûts et d'impact environnemental. [2]

II.2.2.1. La récupération par l'injection d'eau :

L'injection d'eau (**waterflooding**) dans les puits pétroliers est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière pour augmenter la production de pétrole. Cette méthode consiste à injecter de l'eau dans un puits de pétrole afin de maintenir la pression dans le réservoir, ce qui permet de récupérer plus efficacement le pétrole présent. L'injection d'eau peut être utilisée dans les puits de pétrole conventionnels, ainsi que dans les puits de pétrole offshore. Cette technique présente de nombreux avantages, tels que l'amélioration de l'efficacité de récupération du pétrole, la prolongation de la durée de vie des champs pétroliers et la réduction des coûts d'exploitation. [3]

II.2.2.2. Avantages de l'injection d'eau

L'injection d'eau présente plusieurs avantages importants pour l'exploitation des réservoirs de pétrole :

- **Maintien de la pression du réservoir** : Au fur et à mesure que le pétrole est extrait, la pression dans le réservoir diminue naturellement. L'injection d'eau permet de maintenir cette pression, favorisant ainsi l'augmentation de la récupération du pétrole : l'injection d'eau permet d'extraire une plus grande quantité de pétrole du réservoir, ce qui améliore le rendement global de l'exploitation.
- **Amélioration de l'efficacité du balayage** : L'eau injectée déplace le pétrole de manière plus homogène dans le réservoir, optimisant ainsi le contact entre l'eau et les zones contenant du pétrole. [3]
- **Technique relativement peu coûteuse** : Comparée à d'autres méthodes de récupération assistée du pétrole, l'injection d'eau est une technique relativement simple et abordable.

II.2.2.3. Facteurs à prendre en compte

La mise en œuvre de l'injection d'eau doit tenir compte de plusieurs facteurs, tels que :

- **Les propriétés du réservoir** : La perméabilité, la porosité et la géométrie du réservoir influencent l'efficacité de l'injection d'eau.
- **Les caractéristiques du pétrole** : La viscosité et la composition du pétrole déterminent la façon dont il réagit à l'injection d'eau.
- **La qualité de l'eau injectée** : L'eau doit être traitée pour éliminer les impuretés qui pourraient endommager les formations souterraines ou les équipements de production, telle que l'endommagement dû à l'**incompatibilité** des eaux et la corrosion des colonnes de production.

II.2.2.4. Analyse de la production

Le réservoir F2 dans la période (2017-2023) étudiée dispose de 33 puits, dont nous avons sélectionné les puits actifs dans cette période seulement, c'est-à-dire ils ont toujours été en service distinguant 10 puits producteurs et 4 injecteurs d'eau.

La figure suivante montre l'emplacement des puits sélectionnés pour l'étude :

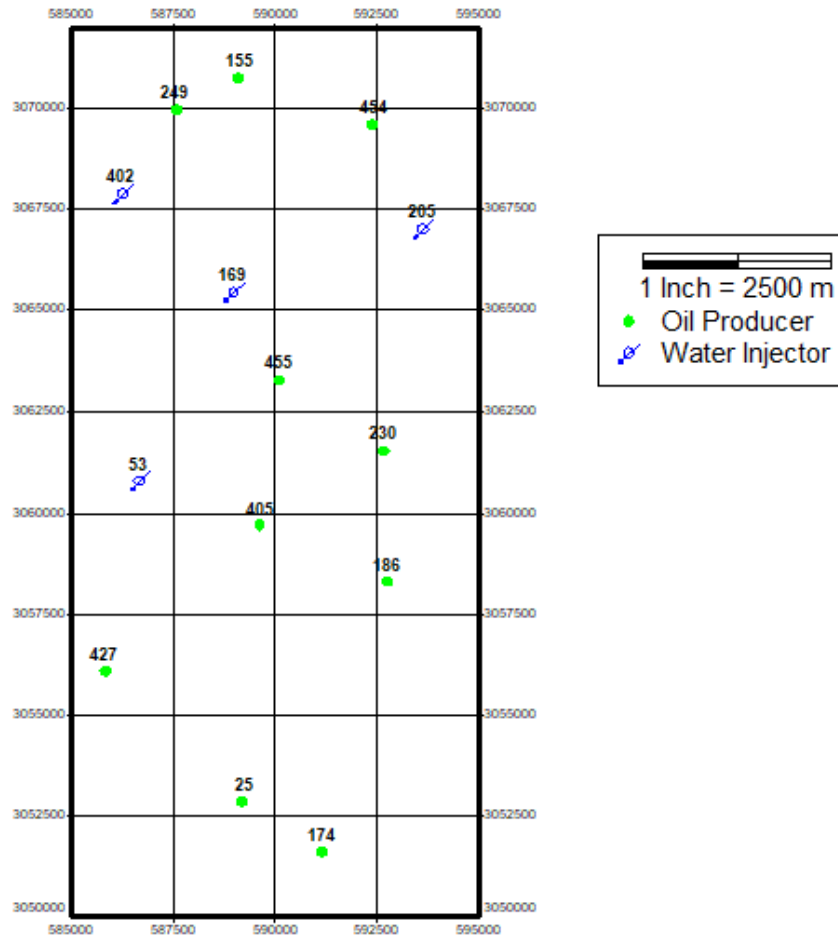


Figure II-8: Emplacement des puits sélectionné

II.2.3. Analyse de la production

Ces puits producteurs se différencient en termes de production donnant une totalité de production de réservoirs de **4000m³/mois** d'huile et de l'année de **2017**.

- Les puits fort : ce sont des puits éruptifs d'où leur débit est de **1110** et **1260** m³/mois sont représentés par les puits : **DL174** et **DL186** respectivement.
- Les puits moyens : ce sont les puits ou leur débit se varie entre **300** et **540** m³/mois. Sont représentés par les puits : **DL 454 / DL 449 / DL427 / DL455**.

- Les puits faibles : ce sont les puits ou leur débit est inférieur à : **300 m³/mois**. Sont représentés par les puits : **D155 / DL249 / DL230 / DL25**.

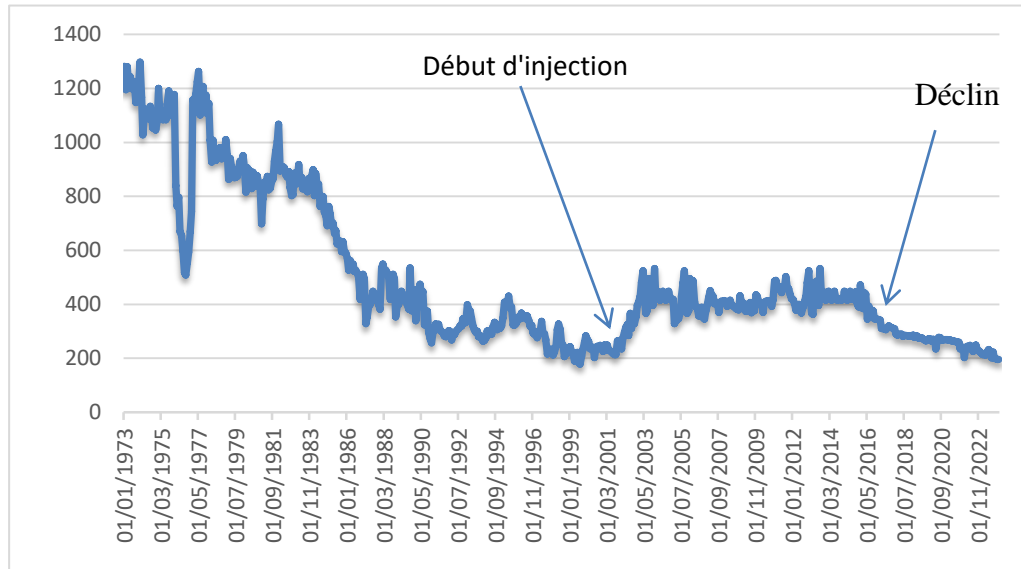


Figure II-9: Production du réservoir

D'après Figure II-9 et vu que en 2002 le champ pétrolier d'Edjeleh a été soumis à une stratégie de récupération secondaire. Cette technique a initialement démontré son efficacité, entraînant une augmentation notable du taux de production d'huile et améliorant le facteur de récupération global du champ. Néanmoins, malgré l'optimisation initiale de la production grâce à l'injection d'eau, des complications opérationnelles sont survenues au fil du temps. Une chute progressive de la production d'huile au cours des années. Entre **2017** et **2023**, la diminution totale de la production atteint **4400 m³/mois**, ce qui représente une perte importante de production d'huile sur une période relativement courte de 6 ans seulement. Cette baisse substantielle de la production pourrait avoir un impact significatif sur les revenus générés par l'industrie pétrolière dans cette région.

Il est donc nécessaire de connaître la source de ce déclin, et pour cela on va étudier la chute de production au niveau de chaque puits pour détecter les puits d'anomalie, et prendre les mesures nécessaires pour les y remédier.

II.2.4. La sélection des puits endommagé

Dans le contexte opérationnel du champ d'Edjeleh, l'absence de systèmes de télémétrie ou de capteurs de fond de puits transmettant des données en temps réel pose un défi pour la surveillance de la production. Pour pallier cette lacune, les opérateurs se fient à une méthode indirecte appelée "back-allocation".

Cette technique repose sur le monitoring précis des volumes d'huile accumulés dans les bacs de stockage. Les opérateurs surveillent attentivement les variations de ces niveaux, qui reflètent directement le débit de production des puits connectés. Une anomalie, telle qu'une baisse significative du volume d'huile reçu dans un bac sur une période donnée, déclenche une procédure de diagnostic.

La première étape consiste à vérifier l'intégrité du système de transport, notamment les pipelines reliant les puits aux bacs. Une inspection rigoureuse est menée pour détecter toute fuite potentielle qui pourrait expliquer la diminution du volume d'huile. Dans le cas présent, cette inspection a confirmé l'absence de fuites, éliminant ainsi le système de transport comme source du problème.

Par conséquent, la baisse de volume observée dans les bacs est directement attribuée à une réduction du débit de production au niveau du ou des puits alimentant ce bac spécifique.

D'après les résultats des tests de jaugeages de chaque puits, on a pu calculer le taux de déclin pour chaque puits, dans l'intervalle des années où notre réservoir a chuté, donc de l'année 2017 jusqu'à 2023. Le taux de déclin est donné par la relation suivante [4] :

$$D = \left(1 - \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^{\left(\frac{1}{n} \right)} \right) \times 100 \dots\dots\dots \text{II-1}$$

Où :

- D= le taux de déclin
- Q_1 = Production initiale de la période
- Q_2 = Production finale de la période
- n = Années

Données Puits	Débit initial (Q_1) m3/jours	Débit finale (Q_2) m3/jours	Taux de déclin (D)%
DL454	39.6	8.1	23.25
DL155	4	2.9	12.35
DL174	43.27	42.66	0.2
DL455	17.4	8.6	11.08
DL186	34.83	36.74	-----
DL405	17.31	16.02	1.2
DL427	14.09	18.55	-----
DL249	24.8	7.7	17.71
DL230	5.29	3.7	5.78
DL25	2.11	1.92	1.5

Tableau II-1: Résultat de taux de déclin

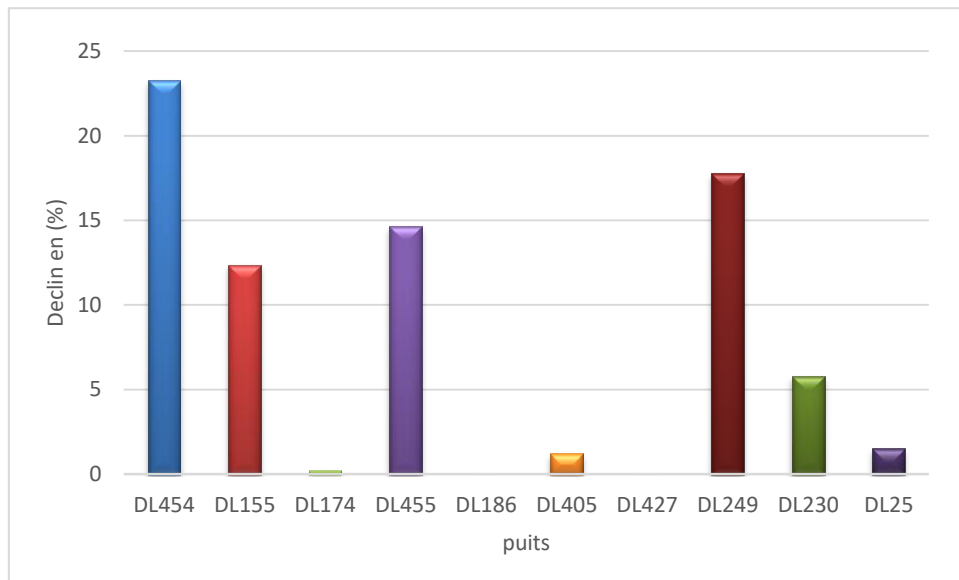


Figure II-10: Le pourcentage de déclin pour chaque puits

Interprétation des résultats

D'après la Figure II-10 qui représente le taux de déclin annuel (en pourcentage) de la production en fonction des différents puits pétroliers de notre réservoir, telle qu'on a :

- Puits avec déclin élevé : **DL454**, **DL455**, et **DL249** montrent des déclins importants.
- Puits avec déclin modéré : **DL155** et **DL230** montrent des déclins modérés.
- Puits avec faible déclin : **DL174**, **DL186**, **DL405**, **DL427**, et **DL25** montrent des déclins très faibles ou négligeables.

Discussion

Les puits **DL454**, **DL249**, et **DL455** pourraient nécessiter une attention particulière, potentiellement avec des interventions techniques pour améliorer ou stabiliser leur production.

Par contre, les puits avec des déclins modérés et faibles pourraient être considérés comme plus stables et nécessitent peut-être moins d'interventions immédiates.

Donc, Cette constatation révèle la nécessité d'une analyse approfondie des causes sous-jacentes, qui seront examinées en détail dans ce qui suit. En se concentrant sur les dommages potentiels et les sources de complications.

Pour cela, on a sélectionné les trois puits **DL454**, **DL249**, et **DL455** avec la chute la plus significative. Ces puits exemplaires, serviront de cas d'étude approfondie pour comprendre les facteurs responsables de cette diminution, et à proposer des solutions stratégiques pour y remédier.

II.3. Analyse de la chute de production

II.3.1. Puits DL454

II.3.1.1. Les données du puits DL454

Position de puits DL454

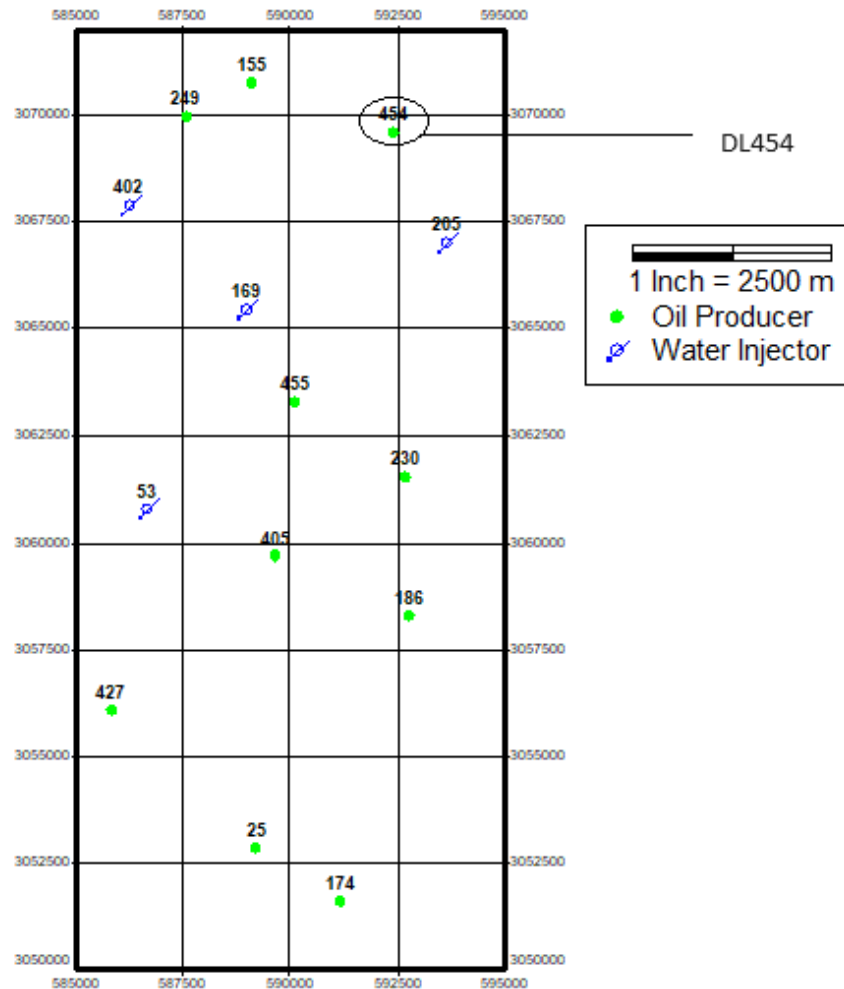


Figure II-11: Position du puits DL454 par rapport aux autres puits

Les opérations effectuées sur le puits

1). Forage du puits

DL454 en juillet 1970 par la société NORA et mise en production dans le réservoir F4 sur une duse 2 3/8. Il se situe dans la partie sud est dans notre réservoir

2). Opérations de WORKOVER

- Le 7/21/1999, Abandon de réservoir F4 et mise en production au réservoir dévonien F2 par opération workover réalisée par la société FOREX.
- Le 1/9/1999, le puits a subi une autre opération workover dont le but est de changer l'équipement de fond. Puis, il a subi une opération de stimulation à cause de

l'endommagement par la boue de forage des opérations workover, pour le démarrage du puits.

3). Opération SNUBBING

Le 4/13/2002, la nécessité de faire un nettoyage de la colonne et de fond d'où cette intervention snubbing a été établie par la société ENSP, dans le but d'enlever les débris et les dépôts au niveau de puits, qui ont été la cause d'une chute de production, et c'était la même opération établie aussi le 6/21/2008 et le 6/5/2013.

4). Opération COILED TUBING

L'opération de déparaffinage est presque périodique pour le puits des 2010, elle est effectuée chaque deux ou trois mois par l'unité coiled tubing, pour faire nettoyer le tubing du dépôt organique provoqué par les conditions de production.

Complétion du puits

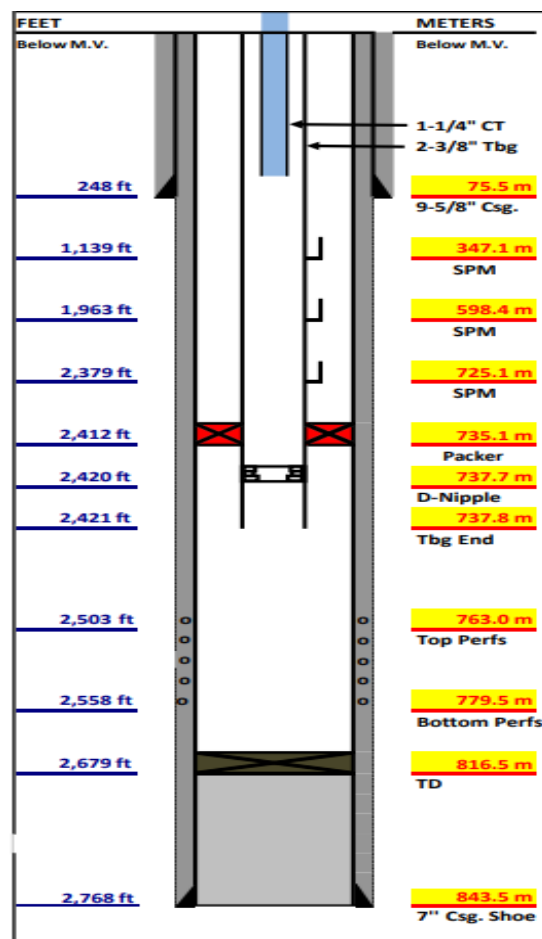


Figure II-12: Schéma de complétion DL454

Les résultats du test de jaugeage

Paramètre	Pression de tete (psi)	Débit d'huile	Débit de gaz	Débit d'eau	Densité d'huile	GOR	WOR	Water Cut
Unité	bar	m3/jour	m3/jour	m3/jours	eau=1	m3/m3	m3/m3	%
valeur	7.7	8.1	737.1	7.62	0.812	91	0.61	48.5

Tableau II-2: Test de jaugeage de puits DL454

Historique de production du puits

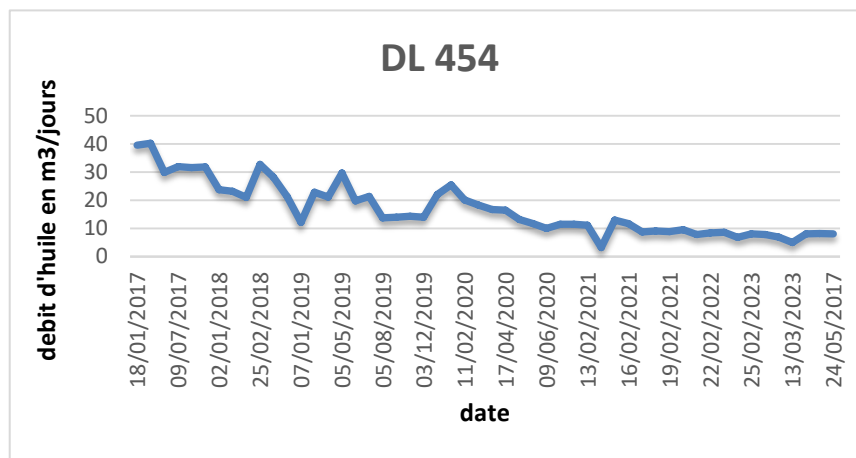


Figure II-13: Historique de production du puits DL454

- D’après Figure II-13 on a une chute progressive de la production d'huile au cours des années.
- Cette diminution totale de la production entre 2017 et 2023 est de 32 m³/j.

Cette chute est une perte pour la région et pour la société, et ce qui n’est pas tolérable. Pour cela connaître cette cause est les traiter une obligation, ce qui est notre objectif dans ce qui suit.

II.3.1.2. Identification du problème

La chute de production d'huile peut être causée par divers facteurs, dont les plus probables comme c’est mentionner dans le premier chapitre sont :

- Venue d'eau (percée d'eau).

- Fuite au niveau de la colonne de production.
- Bouchage de la colonne de production et de perforation.
- **Endommagement aux abords de puits (dépôts organiques, minéral)**

1)- Venue d'eau

Les venues d'eau, ou infiltrations d'eau, constituent un problème majeur dans l'industrie pétrolière, en particulier pour les puits de production d'huile. L'infiltration d'eau indésirable dans un puits peut avoir des conséquences importantes sur la production, la sécurité et l'environnement.

Sources potentielles des venues d'eau dans les puits de production d'huile

1. Defaults de cimentation

- Imperfections dans le scellement entre le tubage et la formation rocheuse, créant des passages pour l'eau.
- Canaux de cimentation incomplets ou mal formés à cause de problèmes de pression, de mélange ou de retrait.
- Utilisation de ciment de qualité inadéquate ou non adapté aux conditions géologiques spécifiques.

2. Rupture de tubage

- Corrosion due à la présence de gaz agressifs ou d'eaux souterraines acides.
- Détérioration mécanique causée par l'usure, les vibrations ou les contraintes excessives.
- Dommages induits par des opérations de forage ou de fracturation mal maîtrisées.
-

3. Arrivées d'eau de la formation

- Infiltration d'eau depuis des zones adjacentes à la zone de production, via des fissures, des failles ou des couches perméables.
- Défaillances de confinement dans les formations productrices, permettant la migration d'eau souterraine.

- Pression d'eau anormalement élevée dans le réservoir, dépassant la capacité de confinement des formations géologiques. [5]

Impacts opérationnels des venues d'eau

1. Baisse du débit de production pétrolière

- L'eau occupe de la place dans les pores de la roche réservoir, réduisant l'espace disponible pour le pétrole.
- L'eau pompée avec le pétrole diminue la concentration en hydrocarbures, affectant la rentabilité du puits.

2. Traitement nécessaire de la production eau/pétrole

- Séparation du pétrole et de l'eau par des procédés tels que la décantation, la filtration ou l'utilisation de séparateurs centrifuges.
- Désémulsion pour rompre les émulsions stables formées entre l'eau et les hydrocarbures.
- Traitement de l'eau produite pour éliminer les contaminants et répondre aux réglementations environnementales. [6]

3. Corrosion des équipements de surface

- Les sels et gaz acides dissous dans l'eau produite peuvent corroder les infrastructures de surface, telles que les pipelines, les pompes et les réservoirs de stockage.
- Corrosion accélérée par la présence de bactéries anaérobies dans l'eau.
- Augmentation des coûts de maintenance et des risques de défaillances majeures.

Techniques de diagnostic des venues d'eau

1. Analyses chimiques

- Comparaison de la composition chimique de l'eau produite avec celle des eaux souterraines et des formations géologiques environnantes.
- Identification d'indicateurs spécifiques, tels que la teneur en isotopes ou en éléments traces, permettant de retracer l'origine de l'eau.

2. Diagraphies de puits

- Techniques d'imagerie acoustique ou nucléaire pour analyser l'état du tubage et des formations environnantes.
- Détection de zones de cimentation inadéquate, de fissures ou de porosités pouvant faciliter l'infiltration d'eau. [7]

3. Tests de puits avec traceurs

- Injection de substances chimiques ou radioactives dans le puits et suivi de leur migration dans la formation.
- Identification des zones de communication entre les zones productrices et les sources d'eau.

Techniques d'intervention pour remédier aux venues d'eau

1. Opérations de re-complétion du puits

- Injection de ciment réparateur pour combler les défauts de cimentation et isoler les zones de venue d'eau.
- Pose de packers gonflables ou mécaniques pour créer des barrières étanches dans le tubage.

2. Obturateurs mécaniques

- Installation de dispositifs spécifiques à l'intérieur du tubage pour colmater des points d'entrée d'eau précis.
- Utilisation de clapets anti-retour ou de bouchons gonflables pour bloquer le passage de l'eau. [8]

3. Injection de fluides de colmatage

- Introduction de résines, de ciments ou de polymères dans les formations pour sceller les fissures et les zones de porosité.
- Création d'une barrière permanente empêchant l'infiltration d'eau dans le puits.

Traitement de ce problème dans le cas de notre puits

Des tests de production peuvent être effectués pour déterminer la quantité d'eau produite par le puits. Un test de jaugeage a été effectué sur le puits DL454, et a révélé un débit d'eau de 7.62 m³/jours, soit un watercut de 48.5%. Pour cela on a dû à faire une analyse nodale avec une sensibilité de watercut, pour bien connaître l'attribution de la production d'eau dans le débit d'huile. la figure II-14 si dessous et le tableau4 fourni du résultat sur cette sensibilité effectué par le logiciel PIPESIM.

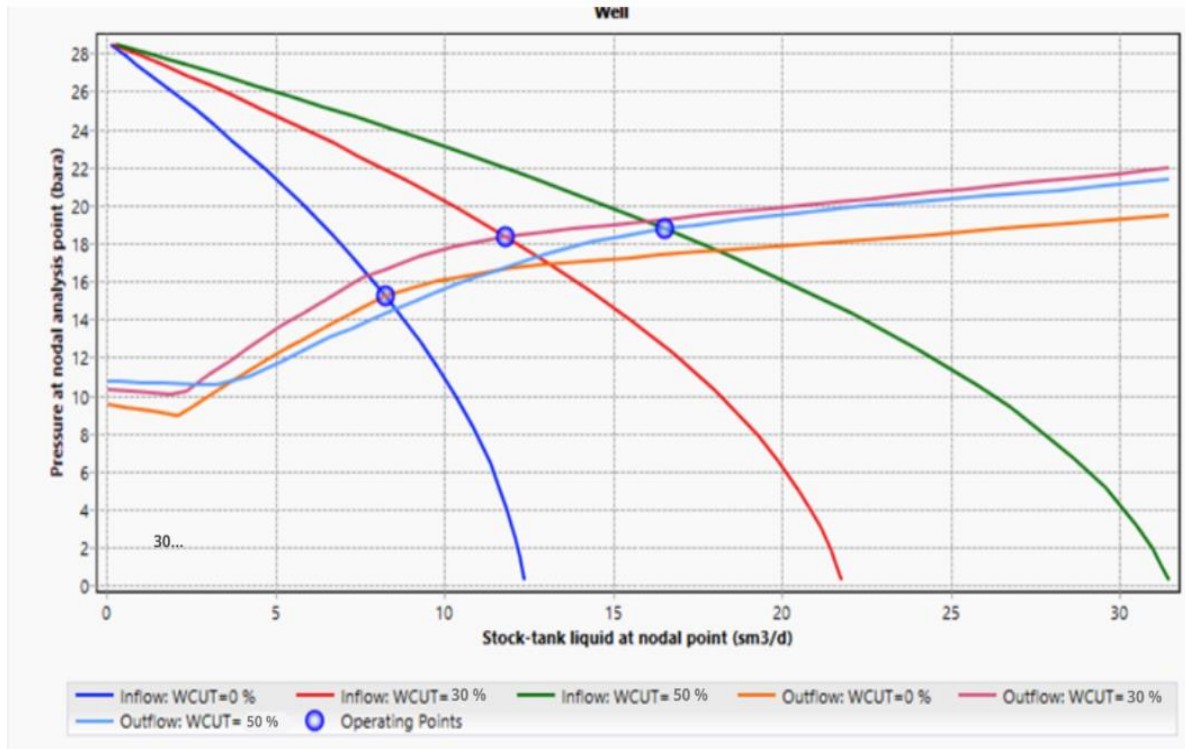


Figure II-14: Résultat du sensibilité (PIPESIM)

Point de fonctionnement	Débit (Sm ³ /jours)	Pression (psia)
WCUT=0	8.1	220.59
WCUT=30	11.81	266.51
WCUT=50	16.51	272.32

Tableau II-3: Résultat de sensibilité

Le Tableau II-1 et la Figure II 14 montrent qu'avec chaque augmentation du watercut, le débit total de liquide augmente. Lorsque le watercut est de 0%, seul le débit d'huile est présent. À mesure que le watercut augmente, le débit d'huile reste inchangé. Cela indique que l'augmentation du débit d'eau produite n'affecte pas le débit d'huile produit. Par conséquent, le problème de la venue d'eau excessive est sans impact sur la production d'huile et peut être considéré comme non problématique.

2) fuite au niveau de la colonne

Une fuite au niveau de la colonne de tubage (ou "casing") dans un puits de pétrole est un problème sérieux qui peut compromettre la sécurité, **la production**, et l'intégrité environnementale du site de forage. Voici un aperçu détaillé des aspects techniques, des causes, des impacts, des méthodes de détection, des interventions, et des mesures de prévention concernant ce problème. [9]

Causes des fuites sur une colonne de production

Les causes des fuites sur une colonne de production sont multiples et peuvent être classées en deux grandes catégories :

Facteurs internes

- **Corrosion** : L'exposition à des fluides agressifs, tels que l'eau salée ou les gaz acides, peut corroder les parois de la colonne et créer des points faibles susceptibles de se fissurer ou de se perforer.
- **Érosion** : Le passage de fluides à haute vitesse peut éroder les parois de la colonne, en particulier dans les zones de coude ou de changement de direction.
- **Fatigue** : Les cycles répétés de pression et de température peuvent fatiguer le métal de la colonne, le rendant plus susceptible de se fissurer ou de se rompre.
- **Défauts de fabrication** : Des défauts dans le matériau ou la fabrication de la colonne peuvent créer des points faibles prédisposés aux fuites.

Facteurs externes

- **Dommages mécaniques** : Des impacts, des vibrations excessives ou des chocs peuvent endommager la colonne et provoquer des fuites.

- **Dégradations environnementales** : Des facteurs environnementaux tels que les températures extrêmes, les intempéries ou les expositions chimiques peuvent fragiliser la colonne et la rendre plus susceptible aux fuites.
- **Mauvaises pratiques d'exploitation** : Des surpressions, des changements brusques de température ou des manœuvres inappropriées peuvent surcharger la colonne et provoquer des fuites. [8]

Traitement de ce problème dans le cas de notre puits

La mesure de pression de fond dynamique, et le test d'étanchéité de la colonne de production peuvent permettre de détecter la présence d'une fuite. D'après les biais tests, on n'a pas d'anomalie de pression.

Résultat du test PFD

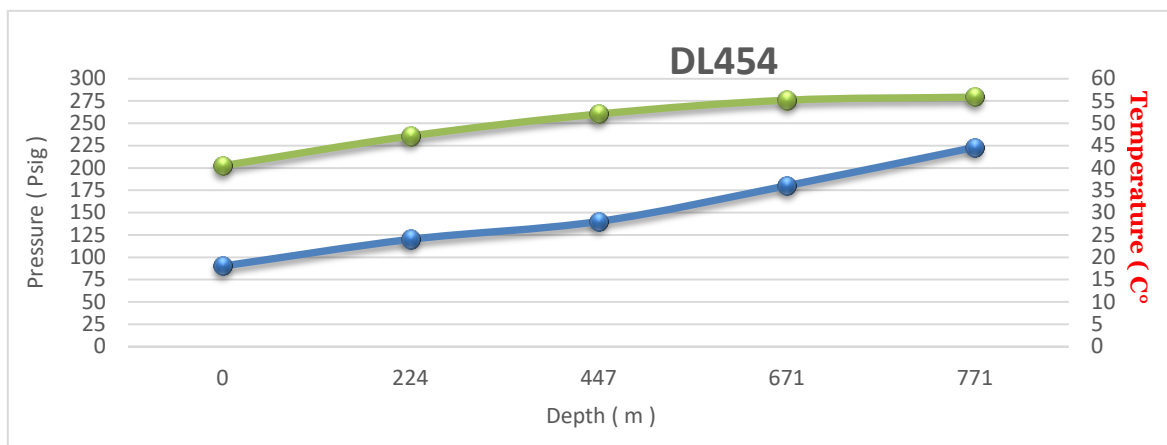


Figure II-15: Résultat de la PFD

3)- Bouchage de la colonne de production

Dans l'industrie pétrolière, le bouchage de la colonne de production est un problème courant qui nécessite des interventions spécifiques pour maintenir et optimiser la production. [8]

. Causes du Bouchage

- **Accumulation de Débris** : Sédiments, dépôts minéraux (comme le carbonate de calcium) et autres particules peuvent obstruer la colonne.
- **Paraffines et Asphaltènes** : Ces composés peuvent précipiter et former des bouchons solides dans le tubage.
- **Hydrates de Gaz** : Formation de cristaux solides d'hydrates dans des conditions de haute pression et basse température.
- **Corrosion et Érosion** : Produits de corrosion et matériaux érodés peuvent s'accumuler dans le tubage.
- **Effondrement de la Formation** : Débris de la formation rocheuse peuvent tomber dans le puits et provoquer un bouchage.

Traitement de ce problème dans le cas de notre puits

L'étape principale dans ce processus consiste au contrôle de la colonne de production et de perforations, ils ont fait une intervention de slickline qui permet d'inspecter l'intérieur de la colonne et vérifier le passage tubing et perforations, cette vérification donne des résultats positifs, cela indique que la colonne est bonne, donc le problème bouchage de la colonne est suspendu.

4)-Endommagement aux abords de puits (dépôts organiques, minéral)

Notion sur l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits ; il représente toutes les incrustations que ça soit minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production et l'installation de surface. L'endommagement est quantifié par « le facteur skin » [10]

Détection des endommagements

Il existe plusieurs méthodes qui nous permettent de dire qu'il y a un vrai endommagement de la formation, et ci-suit les plus connues :

- ✓ Études de laboratoire et analyses des carottes ;
- ✓ Essais de puits ;

- ✓ Diagraphies de production ;
- ✓ Historique complet des puits (La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif)

Localisation de l'endommagement

L'endommagement de la formation conduit à un colmatage qu'on peut le localiser à plusieurs niveaux :

Au fond du puits

En général, les dépôts se composent de sédiments d'origines diverses, incluant des particules provenant de la formation et des produits de corrosion des équipements. Ils peuvent également contenir des précipités tels que des sels, des paraffines et des asphaltènes.

A la paroi du puits

Le cake externe : se forme à partir de particules solides, minérales ou organiques, déposées sur les parois du trou de forage. Il consolide ces parois et réduit l'infiltration de la boue de forage dans la formation environnante. Pour éliminer ce cake, on peut utiliser des méthodes mécaniques, comme le grattage, ou des techniques chimiques, telles que le lavage avec des solvants ou des acides.

Cake interne : Les particules fines solides de la boue de forage, du ciment et des fluides utilisées dans la complétion du puits constituent ce qu'on appelle (le cake interne), et qui est localisé dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits. Cette invasion des particules conduit à un blocage des pores et par conséquent réduction de la perméabilité de la formation.

zone envahie : L'invasion du filtrat (de la boue, du ciment ou du fluide de complétion) dans la formation va perturber la répartition des fluides en place, et ses caractéristiques physiques contribuent à modifier celles des formations. Cette modification est observée par :

- Changement de la mouillabilité.
- Formation des émulsions.
- Changement des différentes saturations
- Gonflement des argiles
- Précipitations diverses

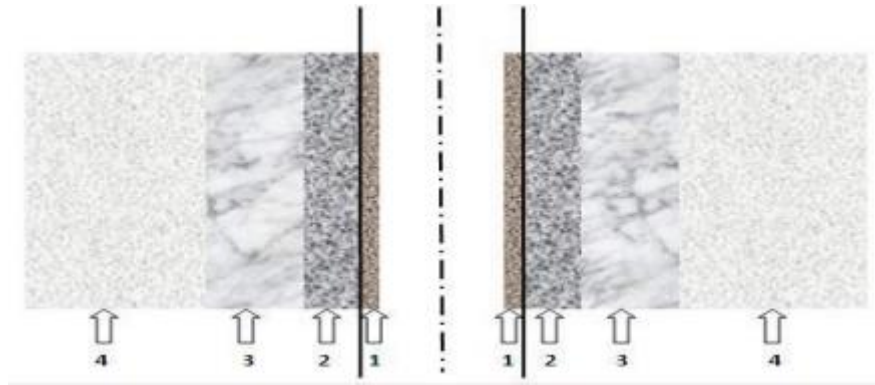


Figure II-16: Les différentes zones d'endommagement

- **Zone 1** : cake externe tapissant les parois du puits.
- **Zone 2** : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux.
- **Zone 3** : zone envahie par le filtrat boue.
- **Zone 4** : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée. [11]

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes

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

Pour des raisons de sécurité, les opérations de forage, de work-over et parfois de snubbing sont réalisées en tuant le puits, en utilisant une boue à base d'huile. Cela peut entraîner un endommagement sévère, qui se manifeste par :

- Formation d'émulsions et de sludges : L'incompatibilité entre les fluides d'invasion et ceux de la formation peut provoquer la formation d'émulsions et de sludges. Bien que les émulsions puissent être dissociées, les sludges sont très difficiles à dissoudre. Par conséquent, des mesures préventives sont souvent préférées.
- Changement de mouillabilité : Les fluides de forage, de work-over et de snubbing peuvent adsorber à la surface des roches, modifiant ainsi leur mouillabilité.
- Gonflement des argiles : L'invasion du filtrat à base d'eau des fluides de forage, de work-over et de complétion peut provoquer le gonflement des argiles, ce qui réduit la perméabilité du réservoir. [11]

2. Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la principale cause de la baisse de productivité des puits. Il est caractérisé par deux paramètres importants : sa composition et sa localisation.

La maîtrise de ces paramètres est essentielle pour réussir un traitement par acidification, en choisissant les fluides appropriés et les méthodes de placement adéquates

Il existe plusieurs types de dommages, dont certains sont plus difficiles à éliminer par le procédé d'acidification. Parmi ces types, nous citons :

Dépôts organiques (asphaltènes et paraffines) : présentés par des précipités lourdes qui se déposent généralement dans le tubing ou les perforations du puits, sont issus des changements de conditions du réservoir tel que la pression et la température

Migration des fines : Si le débit lors de la production est important, l'écoulement du fluide devient turbulent et les fines particules présentées par les sables, les argiles migrent et s'accumulent aux abords du puits ce qui conduit à une chute de production causée par réduction de la perméabilité à la suite de au bouchage des perforations.

Dépôt de sels : les changements des conditions du fond comme la pression et la température conduisent à la précipitation de sel contenu dans les fluides de formation, ce qui entraîne un colmatage au niveau des perforations dues à la cristallisation du sel une fois que les conditions de la cristallisation sont atteintes. [11]

Dépôt de tartre : Lors de la production, la pression et la température du gisement baissent ce qui provoque un dépôt des différents précipités minéraux sur le tubing ou aux abords du puits, ces précipités peuvent se former à cause de l'incompatibilité entre l'eau de formation et le filtrat de la boue de forage ou l'eau d'injection. Les différents dépôts rencontrés sont :

- **Dépôts de carbonates :** sont rencontrés essentiellement pour les formations carbonatées en importante quantité sous forme de : Carbonate de calcium (CaCO_3)
- **Dépôts de sulfates :** comme : Gypse ($\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$), Anhydrite (CaSO_4), Barytine (BaSO_4), Strontium sulfate (SrSO_4).
- **Les produits de corrosion du fer :** Fer scales (FeS), Fe_2O_3 , FeCO_3
- **Le chlorure de sodium :** NaCl
- **Dépôts d'hydroxydes :** Hydroxyde de magnésium ($\text{Mg}(\text{OH})_2$), Hydroxyde de calcium ($\text{Ca}(\text{OH})_2$).

Dépôts mixtes : c'est un mélange des dépôts organiques et minéraux, rencontré dans les grés que dans les carbonates.

3. Endommagement dû aux perforations

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance, ce qui entraîne la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations. Cela provoque un effet de skin et une baisse de pression autour des puits.

4. Endommagement dû à la stimulation

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

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

5. Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau dans le champ d'Edjeleh est très nécessaire Pour le maintien de pression. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block). [11]
- **Blocage par des dépôts dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.**

Effet de skin sur la perméabilité

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

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots \text{II-2}$$

S : Skin

r_w : rayon du puits

r_s : rayon l'endommagement

k : perméabilité vierge

k_s : perméabilité de la zone endommagée

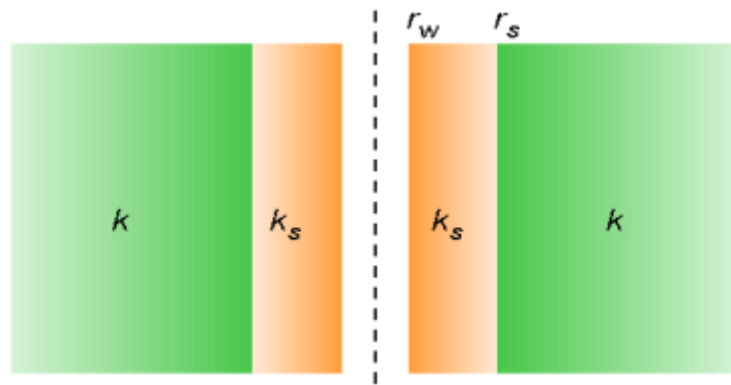


Figure II-17: Positionnement de la zone endommagée et non endommagée

Si : - $S=0$: Correspond à un puits non endommagé ($K=K_s$).

- $S \leq 0$: la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine.

- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement)

Effet de skin sur la productivité

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

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots \text{II-3}$$

La compréhension de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et de l'équation de Hawkins est essentielle pour évaluer l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits

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

$$q = \frac{Kh(P_g - P_{wf})}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots \text{II-4}$$

Avec :

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

K : perméabilité (md)

h : hauteur du réservoir (ft)

μ : viscosité d'huile (cp)

P_r : pression de gisement (psi)

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

r_e : rayon de drainage (ft)

r_w : rayon du puits (ft)

S : skin total (sans dimension)

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

Traitement de ce problème dans le cas de notre puits

Lors d'une vérification de réseaux de surface, des échantillons de dépôts a été relevés, et d'après l'analyse de ce dernier visuellement, une indication sur les dépôts qui ont été trouvés de nature minérale, ce qui était transformé au laboratoire pour subir les analyses nécessaires.

Résultat de laboratoire sur le dépôt

Les dépôts détectés au niveau de la surface plus spécifiquement au niveau des séparateurs lors du test jaugages, puis ils ont été envoyés au laboratoire ALSCIF HMD (Ex BJSP) qui est une société algérienne de stimulation des puits producteurs d'hydrocarbures.

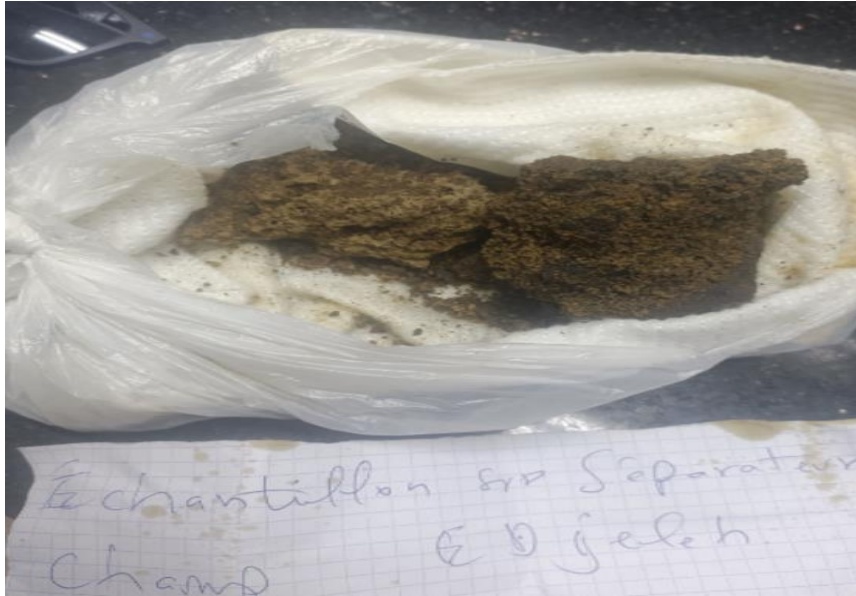


Figure II-18: le dépôt trouvé à la surface dans un test de jaugeage DL454

Pour déterminer la nature de ce dépôt et le composant physico chimique les ingénieurs du laboratoire utilise la méthode de DRX qu'on va l'élaborer au chapitre suivant. Et d'après ces résultats c'est confirmé que notre dépôt est de nature minéral de type calcaire **CACO₃**.

II.3.2. Estimation des performances du puits par l'analyse nodal

Objectif de l'analyse nodale :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Diagnostic précis des pertes de charge.
- ✓ Optimisation continue des performances du système.
- ✓ Prévention proactive des problèmes potentiels.
- ✓ Amélioration de l'efficacité énergétique.
- ✓ Évaluation ciblée de la délivrabilité du puits.
- ✓ Soutien à la conception et à l'optimisation du système. [12]

Application de l'analyse nodale :

- ✓ Évaluation des puits stimulés et anticipation des impacts de la déplétion sur la production.
- ✓ Sélection précise du diamètre du tubing pour une efficacité maximale.
- ✓ Optimisation des dimensions des collecteurs et du réseau de production.
- ✓ Conception efficiente du Gravel Pack et choix optimal du diamètre de la Duse de surface.
- ✓ Maximisation de la production par Gaz Lift par le biais de l'analyse nodale.

- ✓ Évaluation fine de l'impact de la densité des perforations sur la performance globale du puits. [12]

Concept de l'analyse nodale :

Pour résoudre l'intégralité du système de production, on positionne des nœuds le long du réseau. Ces nœuds sont caractérisés par diverses équations ou corrélations.

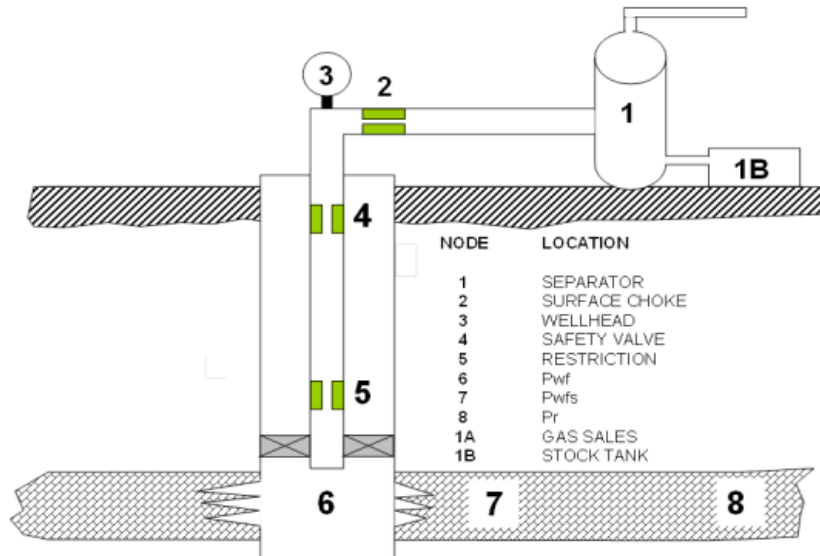


Figure II-19: Position des différents nœuds

Les nœuds sont classés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont la pression de gisement P_r et la pression de séparation P_{sep} ou la pression de tête P_{wh} si le puits est commandé par la Duse.

Procédure d'application de l'analyse nodale

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas (exp : déterminer le diamètre de Tubing).
2. Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
3. Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement) et les corrélations désirées.
4. Effectuer le calcul du cas et vérifier les résultats graphiquement.
5. Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.
6. Ajuster les entrées et recalculer pour améliorer les résultats au besoin.
7. Répéter l'étape 1 à 6 pour le prochain objectif du cas. [12]

Évaluation des différentes valeurs de skin pour puits 454

Résultat de well test

Paramètre	Perméabilité moyenne k(md)	Pression de fond (psia)	Skin	Capacité d'écoulement Kh (md.ft)	Débit d'huile (m3)	Pression de reservoir (psi)
Valeur	38	268.321	36	1309.1	8.1	415

Tableau II-4: Les données de well test DL454

D'après le résultat fournis du well test dans Table II-4, le skin positif est de 36, la diminution de la perméabilité aux abords de puits de 126 jusqu'au 38, ils indiquent généralement une réduction de la performance du puits par rapport à ce qui serait prévue. Qui est significatif, ainsi c'est un **bon candidat** de stimulation de réservoir. Pour cela, le traitement par acidification est la solution indispensable pour restaurer ou améliorer la productivité du puits.

Le but de cette analyse est d'établir l'effet de différentes valeurs de skin sur les performances du puits DL454. L'objectif est de comprendre comment la réduction du skin peut améliorer la production d'huile dans le puits, en supposant que le watercut est nulle.

Point de fonctionnement	Débit (Sm3/jours)	Pression (psia)
S=36	8.1	223.5723
S=0	33.38	289.43

Tableau II-5: Résultat de la sensitivite de skin

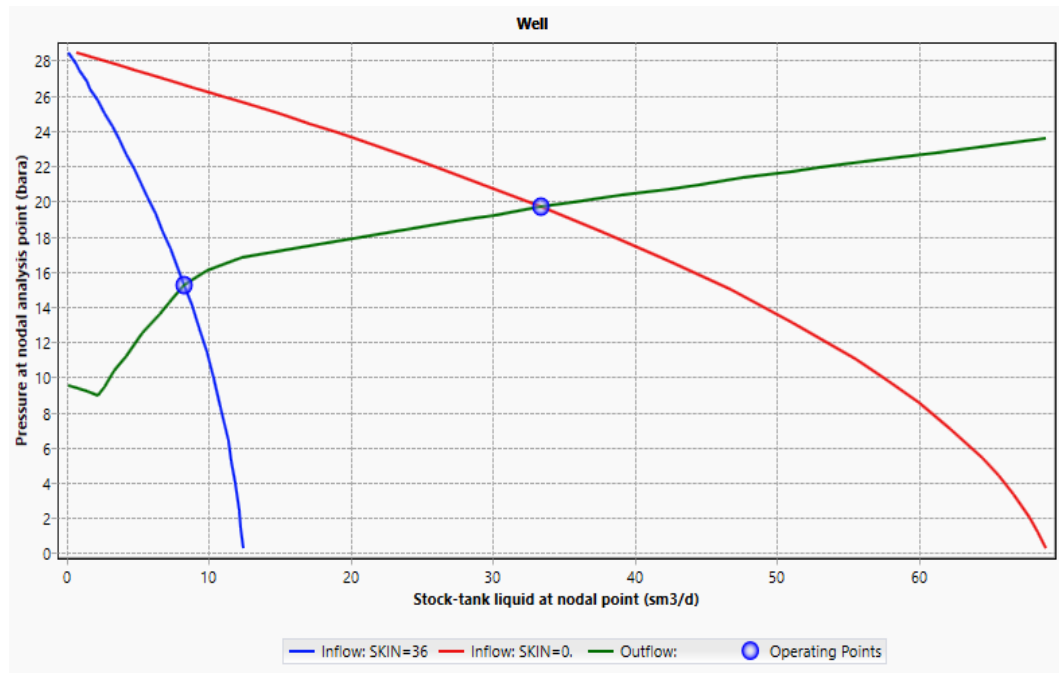


Figure -II-20: Simulation par PIPESIM DL454

Analyse des données

D'après le Table II-2et les courbes d'IPR pour différente valeur de skin (Figure II-19), on voit que la diminution du skin favorise une augmentation de débit d'huile, pour le cas de notre puits DL454, deux valeurs de skin : $S=0$ et $S=36$. On n'observe clairement qu'une diminution du skin conduit à une augmentation significative du débit de pétrole. Pour $S=0$, le débit atteint 36,71 Sm³/jour, contre seulement 8.1 Sm³/jour pour $S=36$.

Interprétation des résultats

Ces résultats s'expliquent le fait du skin a représenté une résistance à l'écoulement du fluide dans la formation vers le puits. Un skin élevé crée une barrière artificielle qui limite la capacité du puits à produire du pétrole. En réduisant le skin, on élimine cette barrière et on permet au pétrole de s'écouler plus facilement vers le puits, ce qui se traduit par une augmentation du débit.

Sur la base de cette analyse, il est recommandé d'envisager une stimulation par acidification pour le puits 454. Cette intervention devrait permettre d'augmenter significativement le débit de pétrole du puits et d'améliorer sa rentabilité.

II.3.3. Puits DL249 et DL455

II.3.3.1. Les données des puits

Position des puits DL249 et DL455

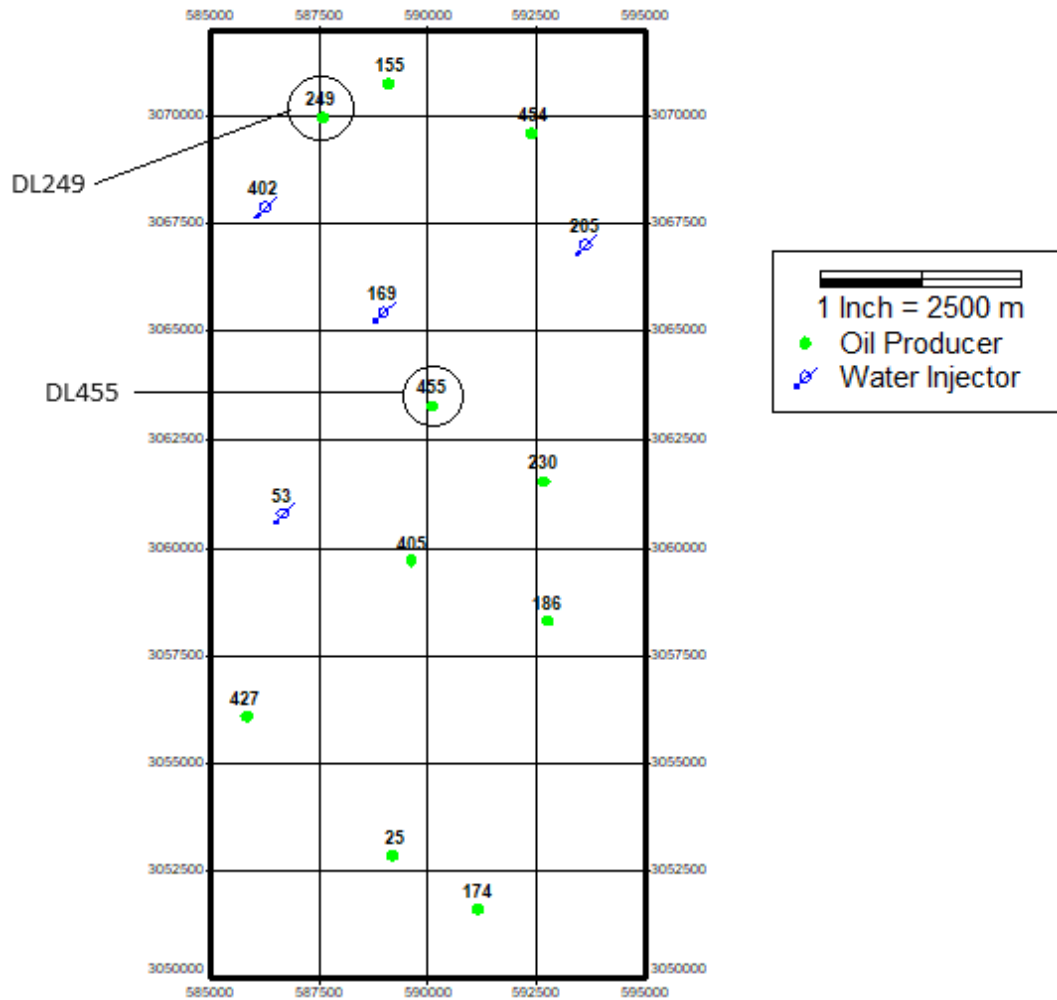


Figure II-21: Position des puits DL249 et DL455

Puits DL249

Test de jaugeage DL249

Paramètre	Pression de tete (psi)	Débit d'huile	Débit de gaz	Débit d'eau	Densité d'huile	GOR	WOR	Water Cut
Unité	bar	m3/jour	m3/jour	m3/jours	eau=1	m3/m3	m3/m3	%
valeur	7.6	7.68	614.4	5.49	0.812	80	0.71	41.7

Tableau II-6: Test de jaugeage puits DL249

Historique de production

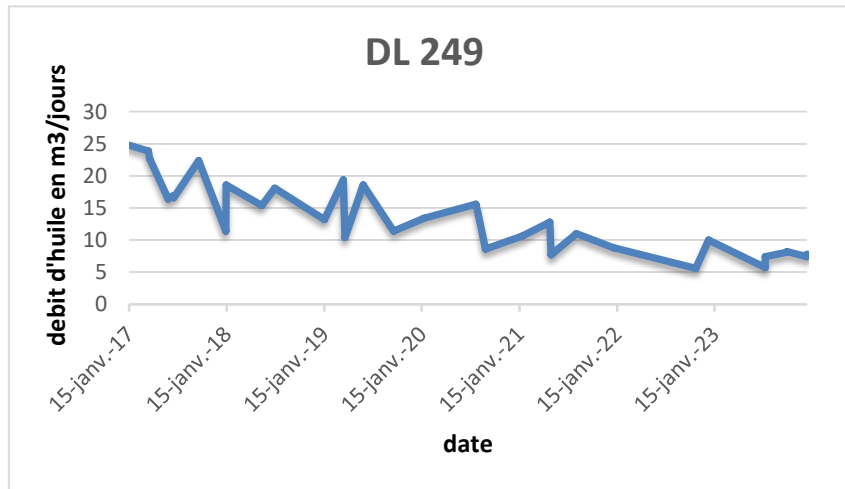


Figure II-22: Historique de production puits DL249

Puits DL455

Test de jaugeage DL455

Paramètre	Pression de tete (psi)	Débit d'huile	Débit de gaz	Débit d'eau	Densité d'huile	GOR	WOR	Water Cut
Unité	bar	m3/jour	m3/jour	m3/jours	eau=1	m3/m3	m3/m3	%
valeur	6.2	8.59	730.15	7.9	0.812	85	0.91	48.2

Tableau II-7: Test de jaugeage puits DL455

Historique de production

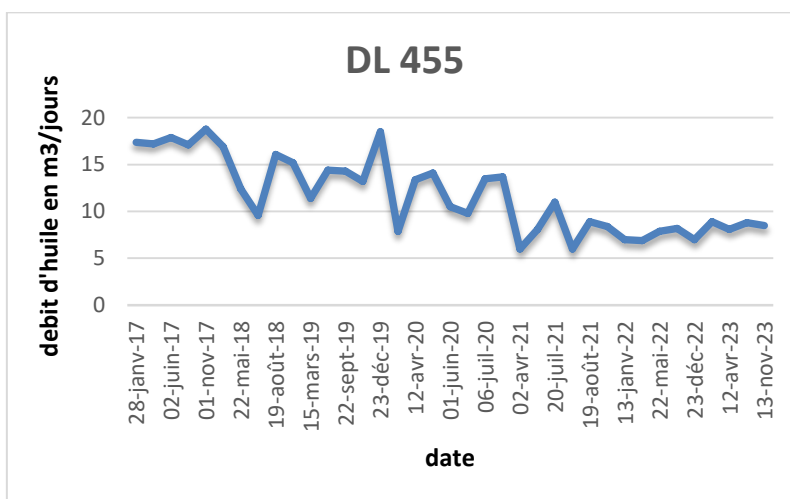


Figure II-23: Historique de production de puits DL 455

D'après les deux graphes obtenus à partir de Figure II-21 et Figure II-22 des résultats des tests de jaugeage des deux puits DL249 et DL455, on note une diminution du débit d'huile pour les deux puits d'où :

- **Puits DL249** : ce puits avait un débit d'environ 24.8 m3/jours, pratiquement constant jusqu'au la fin d'années 2016, ou il est survenu une chute brusque du débit jusqu'à qu'il atteint **7.68 m3/jours** l'année 2023.
- **Puits DL455** : ce puits a débuté sa production débit de production de **19.8 m3/jours**, mais il a subi une chute brusque jusqu'au **8.6 m3/jours** l'année 2023.
- **Cette chute est considérée comme significative en vue de sa courte durée.**

II.3.3.2. Identification de problème pour les puits

Concernent ce processus d'identification de problème source de cette chute, nous allons attribuer à la même hiérarchie réalisée pour le puits DL454, d'où on va donner un aperçu bref sur les résultats obtenus lors de l'exécution des étapes de détection, les résultats obtenus sont les suivants :

- L'analyse nodale par la sensibilité de watercut à révéler que le changement soit par augmentation ou diminution de ce dernier n'affecte pas le débit d'huile pour les deux puits DL455 et DL249, donc cela signifie que les venues d'eau ne sont pas les problèmes pour notre puits. (**Voir annexe 1**)

- Les tests de mesures de pression PFD, donne des résultats sans anomalie concernent les pressions au niveau de la colonne, et à-propos de ces résultats on considère le problème de fuite au niveau de la colonne comme suspendu. (**Voir annexe 2**)
- Le processus pour savoir ou détecter les bouchons au niveau de la colonne, et toujours le même pour les deux puits comme le puits DL454, et également pour les résultats sont toujours positifs.

D'après ces résultats, la cause de la chute est considérée comme identique pour les trois puits exemplaires. Ce qui fait que nos puits ont survécu un endommagement causé par le dépôt trouvé à la surface.

Puits DL249

➤ **Les données du well test**

Paramètre	Perméabilité moyenne k(md)	Pression de fond (psia)	Skin	Capacité d'écoulement Kh (md.ft)	Debit d'huile (m3)	Pression de reservoir (psi)
Valeur	27.84	304.28	38.2	913.15	7.68	422

Tableau II-8:Les données de well test de puits DL249

➤ **Resultat de l'analyse nodal**

Point de fonctionnement	Débit (Sm3/jours)	Pression (psia)
SKIN=0	30.34	327.20
SKIN=38.2	7.68	273.28

Tableau II-9:Résulta de la sensitive de skin

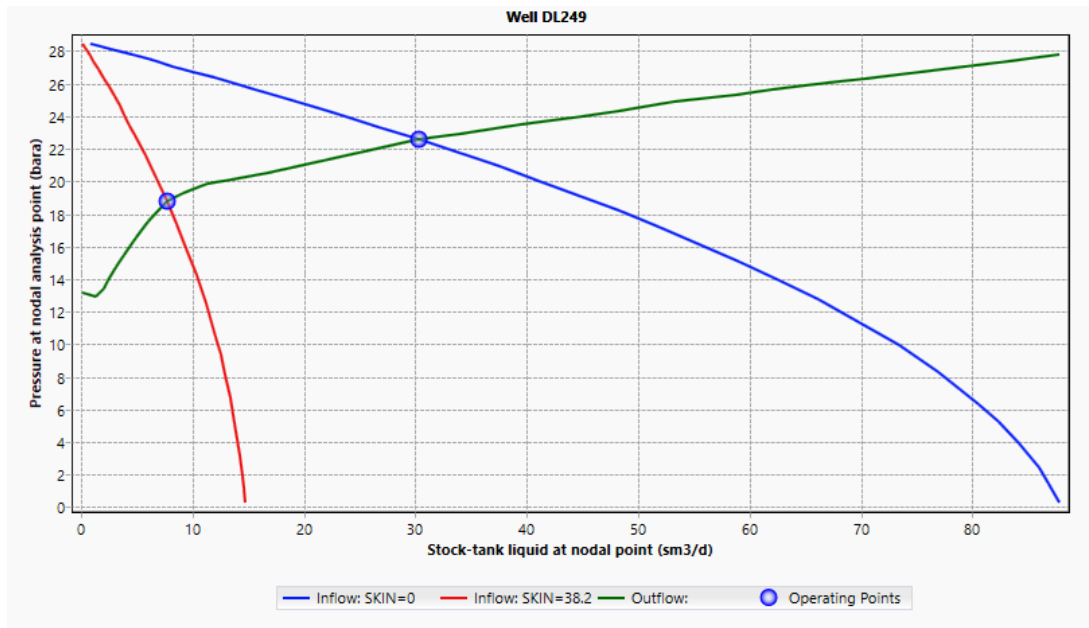


Figure II-24: Simulation par PIPESIM DL249

Puits DL455

➤ Les données du well test

Paramètre	Perméabilité moyenne k(md)	Pression de fond (psia)	Skin	Capacité d'écoulement Kh (md.ft)	Debit d'huile (m3)	Pression de reservoir (psi)
Valeur	51.14	320.32	18.7	838.69	8.59	403

Tableau II-10: Les données well test de puits DL455

➤ Resultat de l'analyse nodal

Point de fonctionnement	Débit (Sm ³ /jours)	Pression (psia)
SKIN=0	19.82	328.57
SKIN=18.7	8.59	288.32

Tableau II-11: Résultat de la sensitive de skin

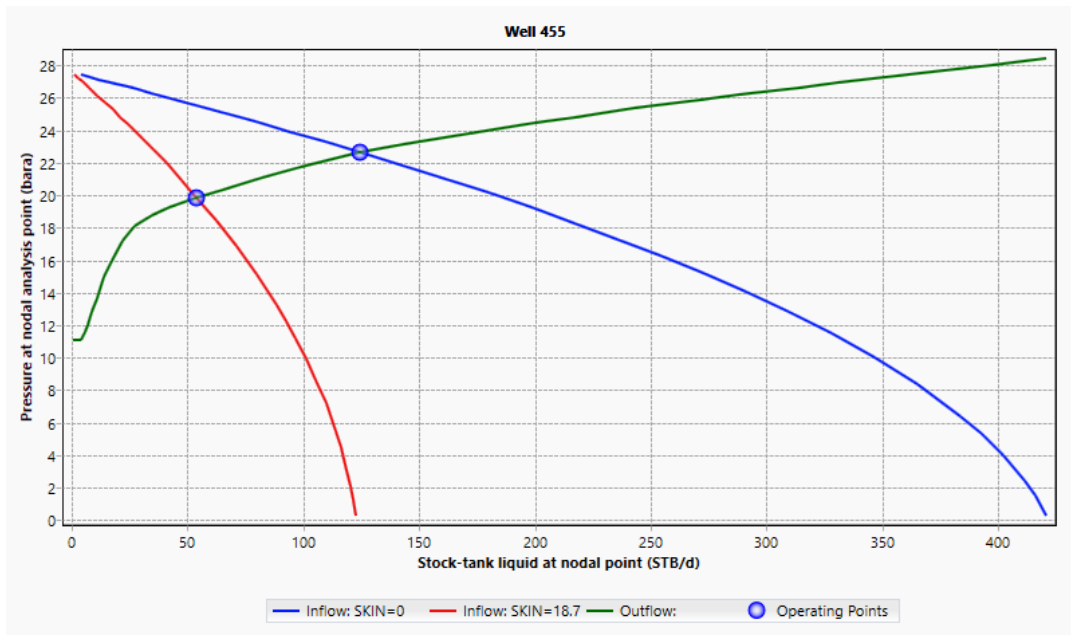


Figure II-25: Simulation par PIPESIM DL455

Interprétation pour les puits DL 249 et DL 455

D'après les tableaux et les courbes d'IPR pour différente valeur de skin, on voit que les puits ont un potentiel de production de **30.34** m³/jours et **19.82**m³/jours pour le cas de non endommagement. Pour cela les puits DL249 et DL455 sont considérée de même que le puits DL454, comme puits candidat pour une intervention par acidification matricielle pour remédier à la chute survenue.

II.4. Conclusion

L'évaluation du réservoir réalisé dans ce chapitre, plus précisément sur la chute rencontrer, nous incite à faire intervenir pour régler le problème survenu, qui bien évidemment l'endommagement aux abords de nos puits. Mais avant d'intervenir on doit d'abords connaître notre source de problème, c'est-à-dire de faire études sur cette source, c'est dans ce concept qu'on va se progresser dans le chapitre suivant en se basant sur la cause principale de cet endommagement.

III .CHAPITRE 03 : Analyse des rayons de drainage des puits injecteurs et l'étude de la comptabilité des eaux

III.1. Introduction

L'injection d'eau est une technique couramment utilisée pour améliorer la récupération du pétrole dans les réservoirs souterrains. En injectant de l'eau dans le réservoir, on augmente la pression et déplace le pétrole vers les puits de production. La conception et l'exploitation efficaces des systèmes d'injection d'eau nécessitent une compréhension précise du rayon de drainage des puits d'injection, qui est la distance à laquelle l'eau injectée se propagera dans la formation souterraine, afin de comprendre et de prédire le comportement des fluides dans le réservoir.

Dans ce chapitre, nous allons étudier le rayon de drainage des puits d'injection d'eau dans notre réservoir en utilisant le logiciel de simulation et management OFM. Nous allons ensuite examiner la comptabilité des eaux de gisement, qui est essentielle pour suivre la quantité d'eau injectée et produite et traiter ses impacts sur la production.

III.2. Aperçu sur les rayons de drainage

Le concept de rayon de drainage est fondamental dans l'ingénierie des réservoirs pétroliers, particulièrement dans les champs où l'injection d'eau est utilisée comme méthode de récupération secondaire. Voici un aperçu technique de ce concept :

Définition

Le rayon de drainage (rd) est défini comme la distance radiale autour d'un puits (producteur ou injecteur) jusqu'à laquelle ce puits influence ou est influencé par les conditions du réservoir. Dans un réservoir homogène et isotrope, le rayon de drainage forme idéalement un cercle autour du puits.

Importance dans l'injection d'eau

Balayage volumétrique : Le rayon de drainage d'un puits injecteur détermine la zone du réservoir balayée par l'eau injectée. Un rd plus grand signifie un meilleur balayage volumétrique et potentiellement une récupération d'huile accrue.

Percée d'eau : La compréhension des rayons de drainage des puits injecteurs et producteurs est cruciale pour prédire le moment de la percée d'eau (water breakthrough) dans les puits producteurs. Si les rd se chevauchent, la percée peut survenir plus tôt que prévu.

Limites et considérations

Le concept de rd suppose souvent un écoulement radial, ce qui n'est pas toujours le cas.

1. Dans les réservoirs très hétérogènes ou fracturés, le rd peut être très irrégulier.
2. L'anisotropie de perméabilité peut rendre le rd elliptique plutôt que circulaire.

III.3. Présentation d'OFM

OFM (Oil Field Manager) est une suite logicielle avancée développée par Schlumberger Information Solutions, spécialement conçue pour répondre aux besoins de surveillance et de gestion des champs pétroliers et gaziers. Cette suite de modules offre une gamme complète d'outils permettant de visualiser, analyser et optimiser les données de production et de réservoirs, le tout dans un environnement Microsoft Windows.

III.3.1. Objectifs et Capacités d'OFM

L'objectif principal d'OFM est de fournir une plateforme intégrée pour améliorer la gestion des opérations des champs pétroliers et gaziers. OFM permet aux utilisateurs de :

- **Visualiser les données** : Grâce à ses capacités graphiques avancées, OFM aide à représenter les données de production et de réservoir sous forme de graphiques, tableaux et cartes, facilitant ainsi la compréhension des performances des champs.
- **Analyser les données** : OFM offre des outils d'analyse puissants qui permettent d'effectuer des analyses de tendances, des simulations et des prévisions. Les utilisateurs peuvent analyser les performances des puits individuels, des groupes de puits, ou même de champs entiers.
- **Améliorer la production** : En fournissant des informations détaillées et en temps réel sur les opérations, OFM aide à identifier les opportunités d'amélioration de la production et à optimiser les opérations des champs pétroliers et gaziers.

III.3.2. Polyvalence et Accessibilité

Un des atouts majeurs d'OFM est sa polyvalence. Le logiciel est conçu pour être accessible et utile à différents types d'utilisateurs :

- **Utilisateurs occasionnels** : Pour ceux qui n'ont pas besoin de fonctionnalités avancées, OFM propose une interface utilisateur simplifiée, permettant une utilisation facile et intuitive.

- **Professionnels expérimentés** : Pour les experts qui nécessitent des capacités d'analyse sophistiquées, OFM offre des fonctionnalités avancées telles que des modèles de simulation complexes, des analyses de sensibilité, et des outils de gestion de données détaillées.

Cette flexibilité fait d'OFM un outil précieux pour une variété de contextes de travail, que ce soit sur le terrain, au bureau ou à distance.

III.3.3.Fonctionnalités Clés

OFM intègre de nombreuses fonctionnalités qui en font un outil complet pour la gestion des champs pétroliers et gaziers :

- **Gestion des données de production** : Collecte, stockage et visualisation des données de production pour une analyse approfondie.
- **Analyse des réservoirs** : Outils pour modéliser et simuler les performances des réservoirs, permettant de prévoir les comportements futurs.
- **Optimisation des puits** : Analyse des performances des puits individuels et identification des opportunités d'optimisation.
- **Rapports et tableaux de bord** : Création de rapports personnalisés et de tableaux de bord interactifs pour une présentation claire des données.

III.3.4.Avantages pour l'Industrie Pétrolière et Gazière

En offrant une solution intégrée et complète, OFM représente une ressource précieuse pour les professionnels de l'industrie pétrolière et gazière. Il facilite la prise de décision, améliore l'efficacité opérationnelle et aide à maximiser la production et les revenus.

- **Surveillance en temps réel** : Suivi en temps réel des opérations, permettant une réaction rapide aux problèmes.
- **Amélioration continue** : Identification des tendances et des inefficacités, permettant une amélioration continue des opérations.

- **Collaboration améliorée** : Partage des données et des analyses entre les différentes équipes et sites, favorisant une meilleure collaboration.

III.4. Calcul des rayons de drainage des puits

III.4.1. L'équation utilise

Dans un projet de récupération assistée par injection d'eau, il est crucial d'estimer les rayons de drainage des puits injecteurs afin de comprendre leur zone d'influence et d'optimiser le balayage du réservoir. Le logiciel OFM propose une méthode simplifiée pour calculer ces rayons en utilisant une formule empirique:

$$re = \sqrt{\frac{W_{ic} \times B_w \times 5.615}{\phi \times H \times \pi \times (1 - S_w - S_{or})}} \dots \dots \dots \text{III -1}$$

Où :

W_{ic} : Volume cumulé d'eau injectée.

B_w : Facteur volumétrique d'eau.

5.615 : Constante empirique pour convertir des volumes (souvent utilisée pour convertir des barils en pieds cubent).

ϕ : Porosité du réservoir.

H : Épaisseur nette du réservoir.

S_w : Saturation en eau initiale.

S_{or} : Saturation résiduelle en huile.

III.4.2. Hypothèses Simplificatrices

- **Écoulement Radial Stationnaire** : Le flux est radial et stationnaire autour du puits injecteur.
- **Milieu Incompressible** : La densité de l'eau (ρ) et la porosité (ϕ) sont constantes.
- **Saturation et Distribution Uniformes** : Les saturations en eau (S_w) et en huile résiduelle (S_{or}) Sont uniformes dans le volume drainé.

III.4.3. Résultat de calcul pour les puits injecteur DL205/DL402/DL169

Collecte et Préparation des Données

Avant de commencer la simulation, on va collecter les données nécessaires :

- Porosité (\emptyset)
- Épaisseur nette (H)
- Saturation initiale en eau (S_w :)
- Saturation résiduelle en huile (S_{or})

donnée Puits	\emptyset (%)	H (m)	S_w (%)	S_{or} (%)
DL205	22	15.4	44.5	34.89
DL402	13.7	22	22.5	24.16
DL169	11.9	25.25	23.1	28.32

Tableau III-1: Les données des puits

DL205

Annee	Cumul injectée (m3)	Rayon de drainage (ft)
2003	235625	3321.57535
2004	259298	4813.95741
2005	249528.5	5904.07179
2006	253922.5	6837.2279
2007	250497	7647.01981
2008	250146	8377.92955
2009	264095	9086.01346
2010	239661.5	9683.87875
2011	260715	10294.9104
2012	236340	10819.0352
2013	258999	11365.6872
2014	232206	11834.3406
2015	259298	12336.6503
2016	221767	12750.5654
2017	253922.5	13208.5783

Tableau III-2: Résultat de calcul de rayon de drainage DL205

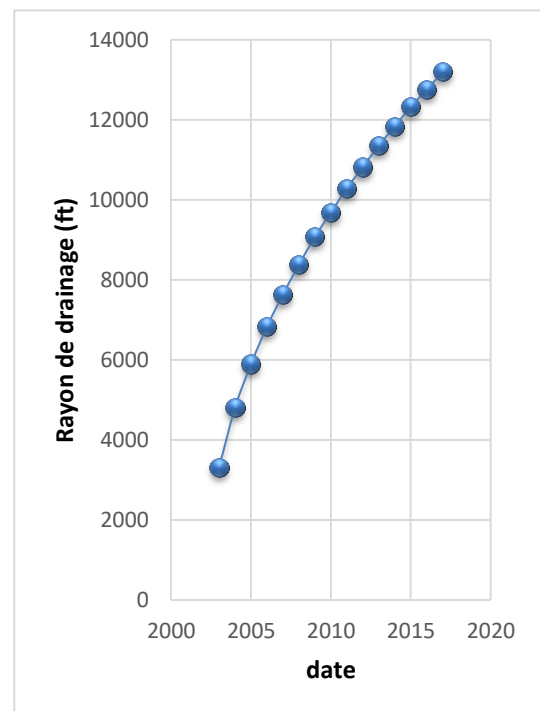


Figure III-1: évolution de rayon de drainage au fil des années DL205

DL169

Annee	Cumul injectée (m3)	Rayon de drainage (ft)
2003	264516	3075.30713
2004	536116	4378.1628
2005	809837	5380.9794
2006	1083642	6224.51384
2007	1357804	6967.56556
2008	1633632	7642.57375
2009	1920730	8286.96838
2010	2211671	8892.47768
2011	2497894	9450.3855
2012	2783326	9975.72711
2013	3068233	10473.8582
2014	3353616	10950.1278
2015	3639958	11408.0314
2016	3926433	11848.4521
2017	4209590	12268.2445

Tableau III-3: Résultat de calcul de Rayon de drainage DL169

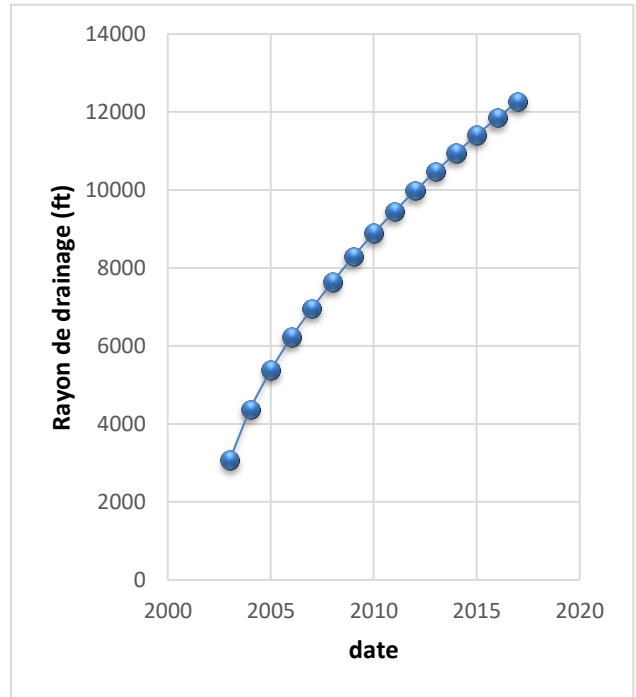


Figure III-2: Évolution de rayon de drainage au fil des années DL169

DL402

Annee	Cumul injectée (m3)	Rayon de drainage (ft)
2003	248118	3187.8672
2004	472774.25	4400.45914
2005	733053.75	5479.47557
2006	955234.583	6254.98257
2007	1214708.08	7053.53858
2008	1432447.25	7659.67608
2009	1703510.25	8353.01884
2010	1914424.42	8855.03328
2011	2186520.92	9463.41539
2012	2390182.17	9894.33444
2013	2661121.67	10440.071
2014	2860287.08	10823.7038
2015	3129874.58	11322.2973
2016	3320600.83	11662.1714
2017	3587217.83	12121.3212

Tableau III-4: Résultat de calcul de rayon de drainage DL402

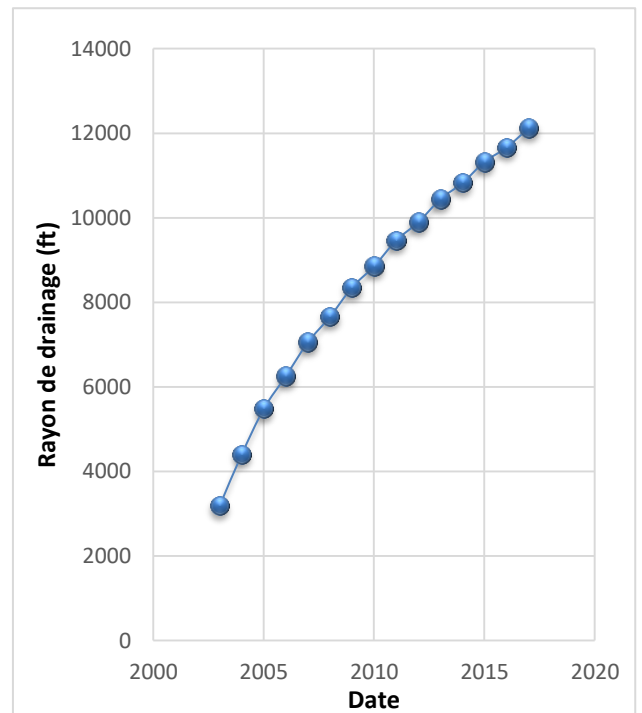


Figure III-3 : Évolution de rayon de drainage au fil des années DL402

D’après les graphes et les tableaux fournis sur l’évolution des rayons des drainages des puits injecteur d’où on note qu’au cours de l’injection le rayon de drainage augmente ce qui est évidant, jusqu’à qui atteint les valeurs : 13208.5783, 12268.2445 et 12121.3212 (ft) l’année 2017, ou la chute est survenu. Donc on va voir si nos puits producteur son affecte par cette injection dans ce qui suit.

III.4.4.Simulation des Rayons de Drainage avec OFM (Schlumberger)

Puits	DL454	DL205	DL249	DL402	DL455	DL169
Cordonnée s x	592412,49	593653,15	587581,55	586254,96	590114,87	588982,5
Cordonnée s y	3069590,3	3067004,0	3069959,8	3067881,5	3063263,0	3065437,
Distance (m)	2868,52637		2906,72451		2823,35479	

Tableau III-5:Les distances entre les puits

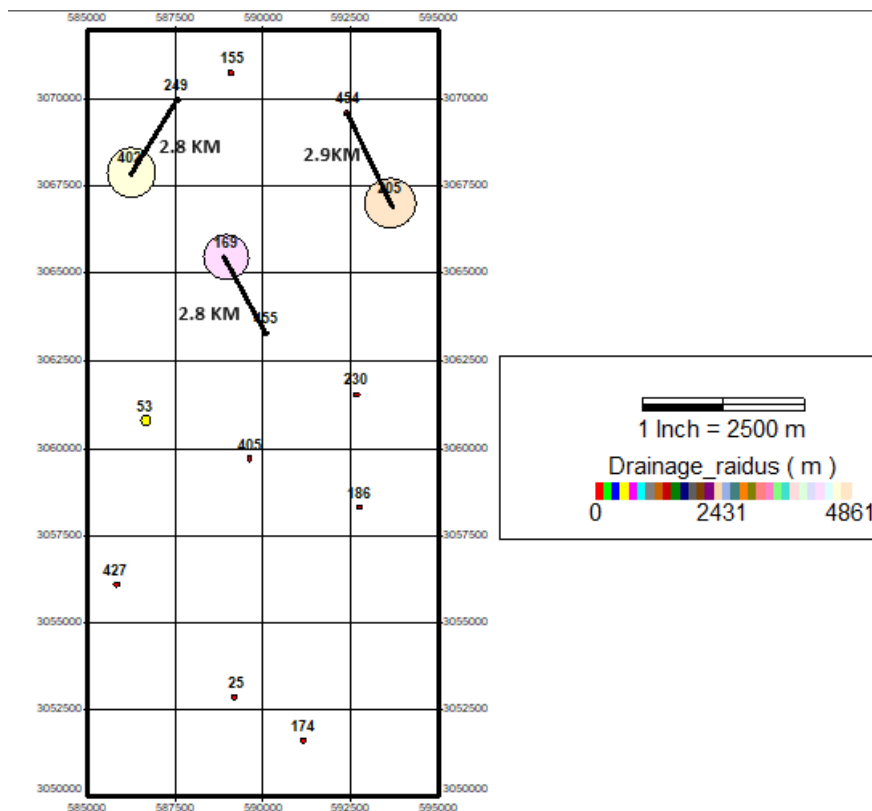


Figure III-4: Simulation des rayons de drainage par OFM

La Figure III-4 fournie au-dessus qui montre la simulation du l'OFM par la fonction **buble maps**, confirme que nos puits exemplaire endommagement fait partie des rayons de drainage de leur puits injecteur. Car on voit que le rayon de drainage des puits injecteurs les plus proches de nos puits exemplaire est suffisamment supérieur à la distance entre ces puits, pour le DL454 et DL205 la distance est de **2868.52637(m)** pour un rayon de drainage de **3919.45(m)**, et pour le DL249 et DL402 la distance est de **2906.72451(m)** pour un rayon de drainage de **3596.83(m)**, et finalement pour le DL455 et DL169 la distance est de **2823.35479(m)** pour un rayon de drainage de **3640.42(m)**. Ce qui fait que l'eau de gisement des puits producteurs est affectée par l'eau d'injection, et dans le contexte mentionner dans le chapitre précédent sur les cause d'endommagement, d'où la partie sur l'incompatibilité des eaux, pour cela la partie suivante prend comme sujet ce problème.

III.5. Étude de compatibilité des eaux d'injection et de gisement

Cette utilisation de l'eau sous pression est justifiée par son faible coût, sa disponibilité en volume suffisant. Mais cette utilisation se trouve systématiquement compromise entre deux inconvénients majeurs :

- 1- La corrosion dégrade le matériau et réduit sa durée de vie ;
- 2- Le dépôt, il a pour inconvénients :
 - Constitution d'une pellicule ou d'une croûte isolante qui freine les échangeursthériques ;
 - Réduction de la section de passage, donc réduction du débit d'eau (augmentation de température) ou bien augmentation des pertes de charge ;
 - Possibilité de corrosion sous le tartre ;
 - Colmatage de la roche constituant le réservoir pétrolier et restrictions des écoulements des fluides au sein de ce milieu.

III.5.1. Analyse physico-chimique

L'analyse physico-chimique des échantillons d'eaux est cruciale, en particulier pour les eaux d'injection et de formation. Ces analyses permettent de comprendre la composition de l'eau et d'anticiper les problèmes potentiels de dépôts, de corrosion, et d'autres réactions indésirables.

III.5.1.1. Paramètres Physico-Chimiques Courants

1. **PH** : Mesure de l'acidité ou de la basicité de l'eau. Un pH extrême peut provoquer la corrosion des équipements.
2. **Salinité et Conductivité Électrique** : Indiquent la concentration en sels dissous. Une salinité élevée peut entraîner la précipitation des Sels.
3. **Température** : Affecte la solubilité des gaz et des sels dans l'eau.
4. **Les ions**

Cations

- Calcium (Ca^{2+})
- Magnésium (Mg^{2+})
- Sodium (Na^+)
- Potassium (K^+)

Anions

- Chlorures (Cl^-)
- Sulfates (SO_4^{2-})
- Bicarbonates (HCO_3^-)
- Carbonates (CO_3^{2-})

Ces ions peuvent former des dépôts (comme les carbonates de calcium et de magnésium) qui obstruent les pipes et les réservoirs.

6. Métaux Lourds

- Fer (Fe)
- Manganèse (Mn)
- Baryum (Ba)

Les métaux lourds peuvent provoquer des dépôts (comme les sulfates de baryum) et des problèmes de corrosion.

7. Gaz Dissous

- Oxygène Dissous (O_2)
- Dioxyde de Carbone (CO_2)
- Sulfure d'Hydrogène (H_2S)

Ces gaz peuvent être corrosifs et former des dépôts sous certaines conditions.

III.5.1.2. Résultat d'études de nos puits exemplaire

Dans un premier temps, l'analyse physico-chimique de dix échantillons d'eau a été réalisée au laboratoire TCF à Boumerdes. Ensuite, une étude de compatibilité a été menée. Le dépôt formé a été soumis à une analyse minéralogique par diffraction des rayons X (DRX), tandis que le filtrat a été analysé pour déterminer la concentration en ions Ca^{++} , $SO_4(2-)$ et Ba^{++} .

Analyse physico-chimique des échantillons d'eaux

La connaissance qualitative et quantitative des éléments chimiques (cations et anions) présents dans les eaux est primordiale, pour prévoir l'éventualité et la nature des dépôts susceptibles de se former lors du contact de ces eaux.

Le tableau regroupe les résultats d'analyses physico-chimiques de dix (10) échantillons d'eau effectués au laboratoire des traitements des eaux au niveau de CRD BOUMERDES.

Echantillons Paramètres	MPDL (Sortie)		DL249		DL454	
	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
pH	7,31		6,96		7,1	
Ca⁺⁺	39,60	1,98	507,81	25,39	2130,25	106,51
Mg⁺⁺	12,62	1,04	267,52	22,00	656,64	54,00
Fe⁺⁺	0,04	0,00	0,03	0,00	0,05	0,00
Na⁺	208,25	9,05	7660,00	333,04	13860,00	602,61
K⁺	21,00	0,54	120,00	3,08	220,00	5,64
Ba⁺⁺	< 2	< 0,01	72,00	0,52	98,00	0,71

Anions	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Cl ^{-*}	184,38	5,20	12760,97	359,90	25037,96	706,15
CO ₃ ²⁻	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HCO ₃ ⁻	88,50	1,45	405,00	6,64	229,00	3,75
SO ₄ ²⁻	172,00	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Résidu sec (mg/l)	855		41255		45085	

Tableau III-6: Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (01)

Echantillons Paramètres	DL455		DL155		DL25	
pH	5,36		5,56		5,2	
Cations	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Ca ⁺⁺	1124,64	56,23	488,17	24,41	2462,92	123,15
Mg ⁺⁺	443,6	36,48	206,72	17	608	50
Fe ⁺⁺	0,05	0	0,02	0	0,02	0
Na ⁺	12000	521,74	6280	273,04	16825	731,52
K ⁺	180	4,62	100	2,56	150	3,85
Ba ⁺⁺	94	0,68	68	0,5	78	0,57
Anions	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Cl ^{-*}	19497,8	549,9	10367,63	292,4	30245,71	853,03
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0
HCO ₃ ⁻	251,5	4,12	295	4,84	149,5	2,45
SO ₄ ²⁻	0	0	0	0	0	0
Résidu sec (mg/l)	60585		37945		50350	

Tableau III-7: Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (02).

Echantillons Paramètres	DL25		DL174		Puits 169		Puits 205	
pH	5,31		5,48		6,63		6,49	
Cations	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Ca⁺⁺	2142,28	107,11	2222,44	111,12	38,68	1,93	38,12	1,91
Mg⁺⁺	544,77	44,8	762,43	62,7	14,01	1,15	14,84	1,22
Fe⁺⁺	0,04	0	0,09	0	0,01	0	0,05	0
Na⁺	15180	660	18440	801,74	197,25	8,58	206,5	8,98
K⁺	140	3,59	200	5,13	20,25	0,52	20,25	0,52
Ba⁺⁺	65	0,47	85	0,62	< 2	< 0,01	< 2	< 0,01
Anions	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Cl^{-*}	27652,91	779,9	31907,75	899,9	177,29	5	195,01	5,5
CO₃²⁻	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO₃⁻	151	2,48	160	2,62	81	1,33	78,5	1,29
SO₄²⁻	0	0	1	0,02	174	3,63	172	3,58
Résidu sec (mg/l)	46930		57560		780		860	

Tableau III-8: Résultats des analyses physico-chimiques des eaux (03).

Interprétation des résultats des analyses physico-chimiques

L'analyse des eaux d'injection nous révèle ce qui suit :

- Le pH est compris entre 6.49 et 7.31 et la concentration en bicarbonates ne dépasse pas les 90 mg/l.
- L'élément calcium est présent à presque 38 mg/l et le sodium à +/- 200 mg/l malgré que les chlorures soient compris entre 177 et 195 mg/l.
- Le fer et le baryum sont absents et comme la concentration en SO₄(2-) est majoritairement égale à 172 mg/l, donc on s'accorde de dire que l'eau d'injection est sulfatée.

Les eaux de gisement présentent, globalement, des teneurs élevées de tous les éléments chimiques analysés ;

- En dépit des valeurs de pH comprises entre 5.2 et 7.1, on remarque que la concentration en bicarbonates est élevée, elle oscille entre 149.5 mg/l et 405 mg/l.
- La présence de calcium est évaluée à des valeurs allant de 488.17 mg/l jusqu'à 2462.92 mg/l et celle de sodium de 6280 mg/l à 18440 mg/l.
- L'élément chlorure varie entre 10 367.63 mg/l et 31 907.75 mg/l, par contre le fer et le sulfate sont totalement absents.

Ces résultats trouvés nous renseignent sur le caractère dure de ces eaux ainsi sur leurs salinités, autrement dit, les eaux de gisement sont calcareuses et salines.

- L'intervalle de valeurs 65 mg/l à 98 mg/l trouvé, concerne l'analyse du baryum et vue que l'élément sulfate est totalement absent, on s'accorde aussi de dire que les eaux de gisement sont barytées

III.5.2. Analyse de compatibilité

L'étude de compatibilité consiste à faire, à une température donnée, des mélanges à des proportions différentes entre l'eau d'injection et le l'eau de gisement. Notre étude de compatibilité est réalisée à la température 55°C; entre l'eau d'injection et l'eau de gisement puits DL454

L'échantillon le plus chargé en baryum est sélectionné pour l'étude de compatibilité dans les conditions de fond ; cela nous permet l'identification du dépôt formé par les mélanges des eaux

Résultats de l'étude de compatibilité

Les résultats de l'étude (masse des dépôts et analyses du filtrat) des mélanges d'eau d'injection et le puits DL454 sont mentionnés.

Le rapport	MPDL (sortie)/ puits DL454 à T=55°C			
	Masse de dépôt (mg/l)	Ca ⁺⁺ (mg/l)	Ba ⁺⁺ (mg/l)	SO ₄ ⁻⁻ (mg/l)
0/100	-	2130,25	98	0
10/90	5,7	1648,0896	73	7
20/80	8,3	1463,7216	52	3
30/70	10,5	1276,9488	23	14

40/60	11,7	1107,0096	8	30
50/50	8,1	908,48	< 2	51
60/40	5,1	725,448	< 2	58
70/30	3,2	592,7832	< 2	80
80/20	3,2	383,766	< 2	104
90/10	2	212,424	< 2	140
100/0	-	39,60	< 2	172

Tableau III-9: Résultats de l'étude de compatibilité entre l'eau MPDL (sortie) et celle du puits à la température 55C.

Après les résultats obtenus sur le mélange des échantillons d'eaux a plusieurs rapports, des masses de dépôt de CaCO_3 ont été observées et qui peuvent atteindre 11.7 mg /l comme taux critique au rapport 40/60, ces résultats

Obtenus du a l'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement

III.5.3. Analyses minéralogiques par DRX

L'analyse minéralogique par diffraction des rayons X (DRX) des eaux de formation et d'injection est une technique couramment utilisée pour comprendre la composition minérale des dépôts qui peuvent se former dans les systèmes de production. Cette analyse aide à identifier les minéraux susceptibles de provoquer des problèmes tels que la formation de dépôts, la corrosion et l'obstruction des équipements.

Lorsque les rayons X frappent un échantillon cristallin, ils sont diffractés dans des directions spécifiques déterminées par la structure cristalline des minéraux présents. En mesurant les angles et l'intensité de ces rayons diffractés, il est possible de déterminer les types et les quantités de minéraux présents.

Préparation des échantillons

Les échantillons d'eau sont filtrés pour récupérer les particules solides. Ces particules sont ensuite séchées et broyées en une fine poudre, qui est ensuite pressée pour former une pastille ou déposée sur un porte-échantillon pour l'analyse DRX.

Mesure DRX

L'échantillon préparé est placé dans un diffractomètre à rayons X. Les rayons X sont dirigés vers l'échantillon, et le diffractomètre mesure l'intensité des rayons diffractés à différents angles. Ces données sont ensuite transformées en un diffractogramme, qui montre l'intensité en fonction de l'angle de diffraction.

Analyse des résultats

Le diffractogramme obtenu est comparé aux bases de données de diffraction des rayons X pour identifier les minéraux présents dans l'échantillon. Chaque minéral a une signature de diffraction unique, permettant une identification précise. Les quantités relatives des différents minéraux peuvent également être déterminées en analysant les intensités des pics.

L'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons-X de l'échantillon de dépôts récupéré de l'étude de compatibilité entre l'eau MPDL et celle du puits DL454 à la température 55°C, a révélé la présence des phases suivantes :

- Halite NaCl
- Calcite magnésienne CaCO₃ Mg

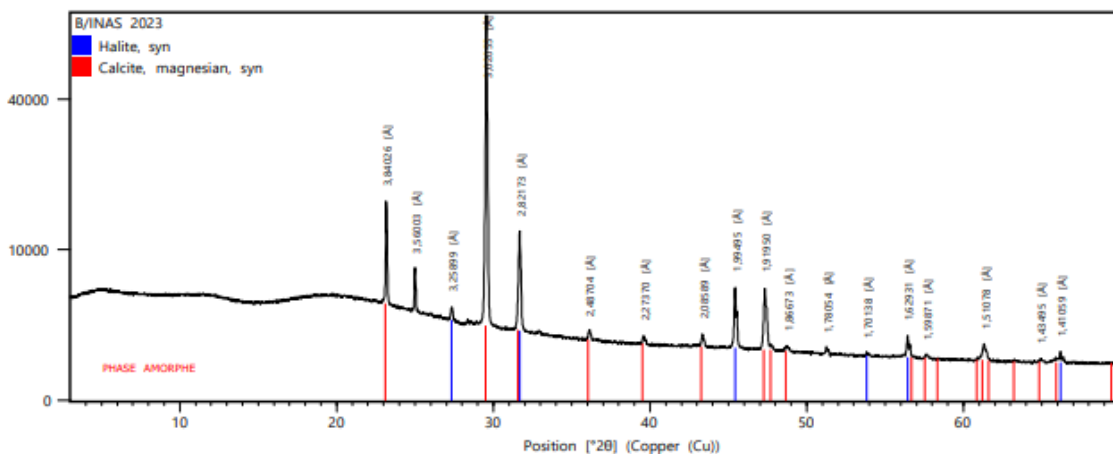


Figure III-5: Diffractogramme du dépôt de l'étude de compatibilité entre l'eau MPDL (sortie) et celle du puits DL454

Interprétation des résultats

Les mélanges donnent une solution d'apparence transparente qui contient des cristaux de couleur blanche qui se déposent au fond du flacon.

L'analyse du filtrat montre la diminution des concentrations en calcium, sulfates et baryum et l'analyse minéralogique du dépôt nous informe que la composition chimique du dépôt est constituée de calcaire du type Calcite CaCO_3 et de sel de type Halite NaCl .

Apparemment, le sulfate et le baryum contenu dans les eaux qui ont fait objet de l'étude de compatibilité à 62°C , n'ont pas formé une quantité suffisante de dépôt BaSO_4 , de façon à le détecter ; soit à l'œil nu par l'apparence d'un aspect laiteux de la solution des mélanges, soit par l'analyse minéralogique DRX.

Résultat de cette étude :

L'analyse physico-chimique des eaux de gisement a révélé que ces eaux contiennent des concentrations élevées en calcium, sodium et chlorure et une concentration ne dépassant pas les 100 mg/l en baryum.

Contrairement aux eaux d'injection, leur analyse a révélé des teneurs faibles en calcium (< 40 mg/l), sodium (± 200 mg/l) et chlorure (< 200 mg/l) à l'exception de sulfate, il est totalement absent dans les eaux de gisement mais dans les eaux d'injection il est égal à ± 172 mg/l.

L'étude de compatibilité est réalisée sur la base de choisir une eau de gisement la plus chargée en baryum et la mélanger à l'eau d'injection qui est chargée en sulfate.

L'analyse minéralogique (DRX) du dépôt obtenu lors de l'étude a révélé qu'il y'a eu formation de sel du type Halite NaCl et du calcaire du type Calcite magnésienne CaCO_3Mg uniquement.

On conclue que les dépôts formés dans les puits et les équipements de process au ~~niveau~~ d'EDJELEH de la région IN AMENAS sont principalement composés de Calcite CaCO_3 et de sel Halite NaCl .

III.6. Conclusion

Après la confirmation fournie par ces résultats, la confirmation de l'endommagement est positive, donc le problème est maintenant détecté, qui vaut la nécessité de faire face à ce dernier, dans ce contexte viendra le prochain chapitre dans lequel on va établir l'exécution d'une méthode de solution pour ces problèmes.

IV . CHAPITRE 04 : Exécution de l'opération d'acidification et évaluation de la production

IV.1. Introduction

la stimulation fait référence à un ensemble de procédés visant à améliorer la productivité des puits de pétrole ou de gaz naturel en augmentant la perméabilité des roches la récupération des hydrocarbures à partir de la formation géologique Ces techniques sont utilisées lorsque la production naturelle du puits est insuffisante pour exploiter pleinement le potentiel du réservoir.

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

Généralement les techniques appliquées sont :

Traitement mécanique (fracturation hydraulique : $P_{inj} > \text{Pression fracturation de la roche}$).

Traitement chimique (acidification, lavage, injection produit chimique : $P_{inj} < \text{Pression fracturation de la roche}$). Ou la combinaison des deux méthodes.

Dans ce chapitre on vise à donner une exécution pratique sur le traitement matricielle par acidification accorde à nos puits exemplaire candidat, dans le but de remédie l'endommagement, en évaluant le résultat techniquement et économiquement.

IV.2. Types de stimulation

IV.2.1. La fracturation

La fracturation, également connue sous le nom fracturation hydraulique ou "fracking", est un ensemble de techniques utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière pour accroître la production de puits existants.

Ce processus consiste à injecter un fluide à haute pression, généralement de l'eau mélangée à du sable et des produits chimiques, dans une formation rocheuse en profondeur. La pression créer des fractures dans la roche, créant ainsi de nouvelles voies d'écoulement pour le pétrole et le gaz naturel vers le puits.

La fracturation est devenue une pratique courante, en particulier pour l'extraction de ressources non conventionnelles telles que le pétrole de schiste et le gaz de gisement de charbon.

IV.2.1.1. Types de fracturation

- **Fracturation hydraulique conventionnelle**

Il s'agit de la méthode traditionnelle de fracturation hydraulique, où un fluide sous haute pression (généralement de l'eau mélangée à des additifs chimiques et du sable) est injecté dans un puits pour créer des fractures dans la roche réservoir. Cette méthode est utilisée dans des formations géologiques classiques et perméables pour augmenter la production de pétrole ou de gaz.

- **Fracturation à la mousse**

Dans cette technique, des agents moussants sont ajoutés au fluide de fracturation. Cela permet de réduire la quantité d'eau utilisée et d'améliorer l'efficacité de la fracturation dans certains types de formations géologiques.

- **Fracturation avec du gel**

Dans cette technique, un gel est utilisé pour transporter le sable dans la formation. Le gel peut être à base d'huile ou d'eau et aide à garder les fractures ouvertes pour permettre la production d'hydrocarbures.

- **Fracturation par stimulation au gaz**

Cette technique utilise du gaz comprimé pour fracturer la roche. Elle est parfois utilisée comme alternative à la fracturation hydraulique.

- **Fracturation à l'azote**

Utilisée principalement dans des réservoirs peu profonds ou dans des roches qui ne se fissurent pas facilement avec l'eau. On utilise de l'azote liquide ou du gaz pour générer la pression nécessaire à la fracturation.

- **Fracturation au propane**

Également connue sous le nom de "fracking sans eau" ou "GasFrac", cette méthode utilise un gel de propane au lieu de l'eau comme fluide de fracturation. Le propane peut se vaporiser après la fracturation, laissant moins de fluide dans la formation

- **Fracturation par acide**

Cette méthode utilise de l'acide pour dissoudre la roche et créer des voies d'écoulement. Elle est souvent utilisée dans les formations calcaires.

IV.2.2. Traitement matriciel par acidification

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz, ou de l'injectivité des puits injecteurs de gaz ou d'eau.

Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits qui réduisent la productivité des puits. La technique d'acidification matricielle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne.

Les fluides de traitement sont injectés à des pressions d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche, pour éviter de passer l'endommagement. [13]

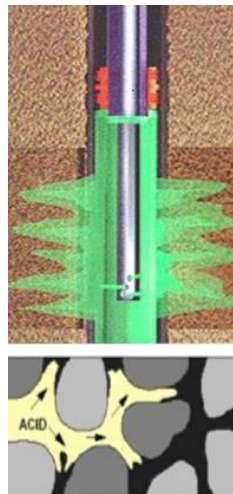


Figure IV-1: Acidification des matrices.

IV.3. Les acides

Un acide est un composé chimique, qu'il soit minéral ou organique, généralement caractérisé par sa capacité à provoquer des réactions spécifiques dans divers solvants, notamment en libérant des ions hydronium lorsqu'il est dissous dans de l'eau.

Dans le cadre d'une opération de stimulation par acidification, l'acide joue un rôle primordial. Son objectif est d'interagir avec la roche réservoir et les fluides de formation afin d'éliminer les dommages par dissolution.

Les solutions acides utilisées pour l'acidification des réservoirs présentent une grande diversité de compositions. Elles sont élaborées en fonction du type de dommages à traiter, des propriétés pétrophysiques et minéralogiques de la roche réservoir, ainsi que des conditions de température et de pression rencontrées au fond du puits.

IV.3.1. Les acides utilisés à IN AMENAS

Il existe plusieurs types d'acides de stimulation utilisés au champ de IN AMENAS :

Acides Chlorhydrique, Mud Acid, Acide Organique, Clay Acid.

Mais deux seulement (HCL, HF) sont utilisés à IN AMENAS de façon régulière.

- **Acide chlorhydrique (HCL)**

L'HCL est utilisé pour le tube clean, nettoyage de fond du puits et les perforations, les étapes de Prefush et Overflush avec une concentration de 7.5%. Il est caractérisé par une vitesse de réaction élevée avec les calcaires, et ne présente aucun effet secondaire néfaste après réaction (Produits de réaction ne précipitent pas).

- **Mud Acid ou (HCL, HF)**

Le Mud Acid est obtenu par la dissolution du bi fluorure d'ammonium dans une solution de HCl. L'intérêt dans les traitements de matrices à l'HF par rapport à l'HCl est que l'HF est un acide plus fort que l'HCL et réagit avec : La silice, les silicates, les argiles.

Ce type d'acide est utilisé pour les traitements des réservoirs gréseux, se compose de l'HCl et de HF, a différentes concentrations suivant la température de formation, la perméabilité et la composition de la roche.

- **Sandstone 2000**

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

Le Sandstone acid est employé pour rétablir la perméabilité d'origine de la formation en dissolvant les matériaux endommagés et pour accroître la perméabilité en dissolvant partiellement les argiles, les silicates et le quartz. [11]

- **BJ sandstone acide**

C'est une formulation d'acide utilisée par la société de service BJSP. Cet acide est destiné au traitement des roches gréseuses.

Ses propriétés sont :

- ✓ -Limite les réactions avec les argiles et augmente la solubilité de quartz ;
- ✓ -Réaction retardée par formation d'un film autour des argiles (enlevé par l'over flush).
- ✓ -Faible potentiel de précipitation et grande pouvoir de pénétration
- ✓ -Réaction retardée d'HF.
- ✓ -Moins de corrosion en fonction des additifs.
- ✓ -Laisse la formation mouillable à l'eau.
- ✓ -Peut être utilisé à des températures élevées. [14]

IV.3.2. Autres types d'acide

- **Acide organique**

Ces acides organiques sont utilisés parce qu'ils ont un taux de corrosion minimum et sont plus facile à inhiber à de grandes températures par rapport à l'acide chlorhydrique. Le taux de corrosion est beaucoup plus faible que celui des acides inorganiques (HCl, HF) c'est pour cela que les acides organiques sont utilisés en cas de temps de contact acide-pipe important.

Les acides organiques les plus utilisés sont: Acide acétique (CH_3COOH), acide citrique et Acide formique (HCOOH)

- **M.S.R (Mud and silt remover)**

Le MSR est une solution acide soit HCL soit Mud acid contenant un agent tensioactif (F78) et un agent complexe du fer (L41 ou L42). Cette combinaison donne à la solution une propriété de dispersion et de suspension des fines libérées par l'action de l'acide.

Le MSR est surtout utilisé pour les formations colmatées par des particules solides. [15]

- **B.D.A. (Break down acid)**

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

- **D.A.D (down acid dispersion)**

Cet acide est une émulsion de solvant dans l'acide stabilisé par agent émulsionnant (U74). Diverses solutions d'acide peuvent être utilisées (HCL, mud acid, acide organique), ainsi que plusieurs solvants dont la concentration dans la solution peut varier de 10% à 50%. Le solvant peut être du kérosène, du xylène ou d'autres solvants aromatiques. [15]

Le DAD est utilisé pour le nettoyage des perforations, équipements de fond colmatés par des d'hydrocarbures et pour la stimulation des puits producteurs d'huile.

- **Clay Acide (Acide fluoborique HBF_4)**

Le Clay acid est employé dans le traitement des réservoirs argilo-gréseux pour sa capacité à dissoudre les argiles et à empêcher leur migration en les fusionnant sur les parois des pores. Étant donné que la réaction d'hydrolyse est plutôt lente, cet acide peut être injecté en profondeur dans la matrice.

IV.3.3. Les propriétés chimiques de l'acide

- **Puissance de dissolution**

Les acides en solution sont ionisés et les ions agissant avec la formation, la dissociation varie selon les acides et la température La roche sera d'autant plus dissoute que la constante de dissociation est plus élevée (K_d) [16]

- **Vitesse de réaction**

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

- **La pression**

La pression n'a aucune influence en phase liquide (Si les liquides sont jugés comme incompressibles). Sinon, un effet qu'une augmentation de la pression peut avoir c'est d'augmenter les gaz dissous en solution. S'il y a du CO_2 ça peut changer le pH donc éventuellement influencer la vitesse de réaction. Ça peut aussi changer la force ionique de la solution ce qui peut aussi avoir un effet sur la vitesse de réaction

Pour les gaz, si on considère qu'ils sont parfaits ($P_i V = n_i RT$) donc la pression partielle P_i du gaz i est proportionnelle à la concentration $c_i = n_i / V$. Dans le traitement matriciel l'influence de la pression sur la vitesse de réaction de l'acide fluorhydrique est surprenante. A mesure que le HF réagit avec les grés, de tétrafluorure de silicium SiF_4 (qui se présente sous forme d'un gaz incolore) se produit, et sous l'influence de la pression de réservoir, ce dernier reste en solution, ce qu'a pour résultat d'accélérer la réaction.

- **La température**

Lorsqu'on augmente la température d'un échantillon de matière, les particules qui le composent acquièrent une énergie cinétique plus grande. L'augmentation du déplacement engendre davantage de collisions efficaces et, conséquemment, une réaction plus rapide. L'inverse est aussi vrai: si on refroidit un système, on ralentit le déplacement des particules et la vitesse de réaction est diminuée Plus la température est élevée, plus le nombre de particules ayant l'énergie minimum pour réagir augmente. Ainsi, la réaction se déroule plus rapidement. Au cours du traitement matriciel, plus la température augmente, plus la vitesse de réaction augmente et favorise le contact de l'acide sur la roche.

➤ La concentration

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

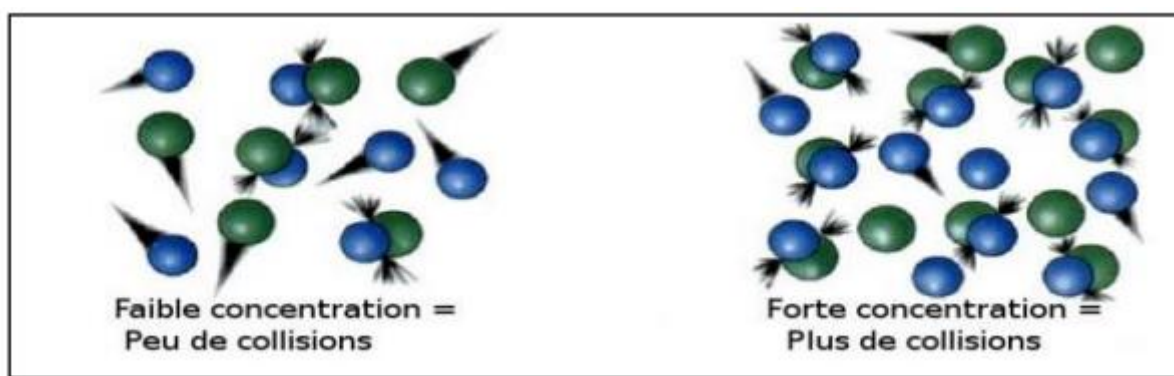


Figure IV-2: Augmentation de la vitesse de la réaction

➤ La surface de contact des réactifs

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

➤ Emploi d'un catalyseur

Un catalyseur est une substance qui augmente la vitesse d'une réaction en abaissant l'énergie d'activation de la réaction. Il n'affecte en rien l'énergie de la réaction (ΔH). Selon les terminologies, on dira d'un catalyseur positif qu'il active une réaction alors qu'un catalyseur négatif inhibe une réaction. [17]

IV.4. La minéralogie

Les caractéristiques minéralogiques sont très importantes pour décider si le puits est candidat d'un traitement à l'acide ou pas, et ça inclut la connaissance de la minéralogie qui va définir les types des minéraux présents dans la formation et son teneur

D'après la minéralogie de la roche F2 :

Well	Depth (%)	Quartz (%)	Albite (%)	Pyrite (%)	Calcite (%)	k-Feldspaths (%)	Illite (%)	Kaolinite (%)
DL454	850.4	80	/	1	8	5	/	6

Tableau IV-1: La composition minéralogique de F2

Il nous permet de mettre en évidence :

➤ Les minéraux argileux et non argileux

- **Le quartz** : La présence dominante de quartz (80%) indique que la roche est très riche en silice. Les roches riches en quartz sont typiquement des grès ou des siltstones. Le quartz contribue à la porosité et à la perméabilité de la roche
- **Pyrite**: La présence de pyrite, même en faible quantité (1%) peut indiquer des conditions réductrices pendant la formation de la roche. Elle peut également poser des problèmes en termes de stabilité chimique, car elle peut s'oxyder et produire de l'acide sulfurique.
- **k-Feldspaths** : Les feldspaths sont des minéraux de silicate qui contiennent du potassium. Leur présence (5%) indique une certaine diversité minéralogique

➤ Les ciments et liants

- **Calcite** : La calcite est un carbonate de calcium qui peut indiquer la présence de processus de précipitation chimique ou biologique. Sa présence signifie que la roche peut réagir avec les acides
- **La kaolinite** : est une argile formée par l'altération des feldspaths, peut également affecter la perméabilité, mais à ce niveau (6%), son impact pourrait être modéré. La kaolinite peut boucher les pores de la roche, mais elle est souvent moins problématique que d'autres argiles comme la smectite ou l'illite.

D'après les résultats d'analyse :

- ✓ La roche est constituée essentiellement de quartz.
- ✓ Plus de 50 % de ciment est formé de calcite.

IV.4.1. Aperçu sur l'acidification des réservoirs gréseux

Caractéristiques des formations gréseuses : Les grès sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- **Le quartz :** élément très dominant (50-90%)
- **Des silicates :** -Argiles et micas (structure en feuillet) (5-30%.)
- Feldspaths (structure tridimensionnelle) (0-10%.)
- **Des carbonates :** (0-10%.)
- **Des impuretés :** fer, calcium (0-3%).

Alors que le quartz, les feldspars et les micas constituent le squelette originel de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui vont constituer des précipités dans les pores.

On les trouve principalement soit attachés à la surface des pores (illites) en les bloquant partiellement, soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite) La figure ci-dessous illustre cette situation :

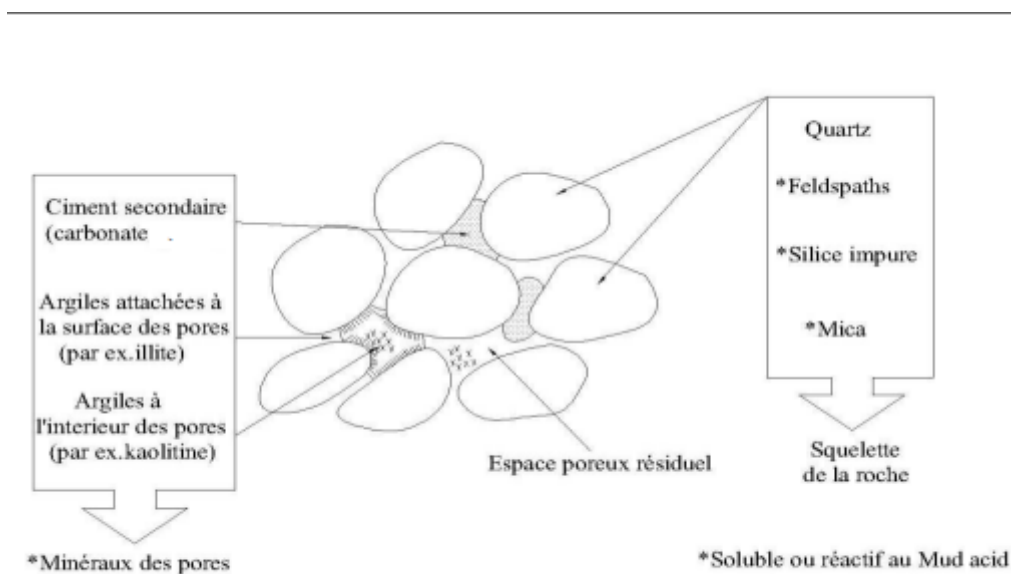


Figure IV-3: Constituants typiques des grès.

➤ **Résultat**

À partir des résultats obtenus, on conclut que la roche-réservoir est de type gréseux, dont le quartz est l'élément prédominant avec un ciment argileux.

IV.4.2. Action des acides sur les réservoirs gréseux

IV.4.2.1. Acide chlorhydrique (HCl)

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- Fracturation des carbonates (fractures et matrice)
- Acidification des grés (matrice seulement)
- Bouchons de tête et de queue pour les mélanges HCl-HF (preflush-overflush)
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate
- Lavage des perforations. (le tube clean).

Action de l'HCl sur la matrice

L'acide chlorhydrique a une réaction pratiquement nulle avec le quartz et une réaction très faible avec les argiles. Les carbonates sont les seuls minéraux hautement solubles, mais leur taux de solubilité ne reflète pas nécessairement leur pourcentage exact, contrairement à une croyance répandue. D'autres minéraux, notamment les impuretés, peuvent être partiellement solubles dans l'acide chlorhydrique, et leur présence doit être identifiée lors d'une analyse pétrographique.

Action de HCl sur l'endommagement

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argile en particulier, alourdissement inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCl a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction.

Sinon l'HCl peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que la dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdissant ou à l'état de dépôts dans le puits. [17]

IV.4.2.2. Acide fluorhydrique (HF)

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

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF (pour le traitement principal)
- Acidification matricielle des formations gréseuses
- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans HCL
- Ses concentrations varient de 1% à 6%. [17]

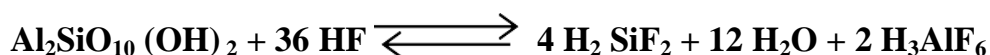
Action d'HF sur la matrice

Elle est certaine tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grandes).

Les réactions sont suivantes :



\Rightarrow *Argile :*



Action d'HF sur l'endommagement

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

IV.5. Choix du type d'acide

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

IV.5.1. Les propriétés chimiques de l'acide

Les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide qui sont les suivantes :

- Puissance de dissolution
- La Vitesse de réaction

IV.5.2. La composition de la roche

C'est un élément très important qu'il faut prendre en considération. Il faut bien connaître les constituants de la roche avant le traitement. Les caractéristiques du réservoir sont très importantes pour l'élaboration d'un traitement de stimulation ainsi que la bonne formulation d'acide, on peut citer :

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

IV.5.3. Autres caractéristiques :

D'un autre côté ces acides doivent être aussi :

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

IV.5.4. Stimcade (Stimulation Treatment Integrated Model Computer Aided Design and Evaluation)

A été développé comme un logiciel intégré pour l'identification, la prévention et la résolution des endommagements. Le but de StimCADE est d'optimiser les traitements de stimulation, identifier les échecs et maximiser les chances de réussite.

Les différents modules de StimCADE

- ✓ **Diagnostic CSA (Candidate well Selection Advisor)** : permet à l'utilisateur d'identifier si un puits est candidat pour la stimulation de la matrice ou pas suite à un ensemble d'interrogations posées.
- ✓ **FDA (Formation Damage identification Advisor)** : permet la sélection du type d'endommagement le plus éventuel parmi plus de 18 possibilités.
- ✓ **FSA (Fluid Selection Advisor)** : il détermine le fluide adéquat pour traiter l'endommagement

- ✓ **Matrix design PSG (Pump Schedule Generator)** : Permet d'optimiser le volume de traitement basé sur la pénétration de l'endommagement .Les modules comprennent un paquet à 2D des différences finies de deux phases pour calculer la pression et de l'évolution du skin pendant le traitement et un modèle 1D de différence finie d'une seule phase pour la caractérisation de l'écoulement .
- ✓ **Production prediction** : Ce simulateur ne s'applique qu'au réservoir avec une seule couche dans le but est de prévoir la performance de production à partir du nouveau IP estimé
- ✓ **Ball Sealer** : le simulateur de placement de ball sealer est utilisé lorsque ces derniers sont inclus pour isoler sélectivement la zone du traitement
- ✓ **Critical drawdown** : le programme drawdown critique prédit le taux maximum de sable dans la production et l'épuisement maximal du réservoir avant l'affaissement
- ✓ **Scale pridictor** : ce modèle géochimique identifie huit différentes variétés de Scale
- ✓ **Additive Mapping** : ce module le fluide de traitement à une base de données permettant aux utilisateurs de développer une liste de fluides spécialisés

La société de services Halliburton a proposé le mud acide (9% HCl, 1% HF) pour le processus de stimulation des puits. Le logiciel StimCADE sera notre outil pour confirmer notre sélection d'acide. Grâce à ses fonctionnalités et à sa capacité à modéliser les conditions spécifiques du réservoir, en utilisant les données géologiques et les paramètres de réservoir pertinents, StimCADE nous permettra d'évaluer et d'identifier l'acide le plus approprié pour atteindre nos objectifs de stimulation.

Pour notre étude, nous avons utilisé le module FSA (Formation Damage Identification Advisor) pour choisir le type d'acide approprié pour le réservoir F2 Devonien et nous a recommandé la composition de l'acide

Primary Damage: Scale - Calcite (CaCO₃)

Recommendation: HCl:HF. The acid shown is used in wells without acid sensitive clays (no zeolites, only trace chlorite/glaucanite <=3%), low silt & clay, & medium permeability (20 - 100 md). A 9:1 ratio is used because dissolution of clay cementing materials may cause deconsolidation of the rock matrix.

Schedule:

Step	Description	Schlumberger Fluid
PF: Pre-Flush	HCl 7.5%	HCl 7.5%
MF: Main Fluid	Mud Acid 9/1	MUD ACID 9/1
OF: Over Flush	HCl 7.5%	HCl 7.5%
FO: Div. Foam	Foam Diverter	FOAMER

Transfer to Acid Placement and PSG Report Additive Advisor

Best Practices:

- Alternate Recommendation - 4% NH₄Cl brine may be used instead of acid as the overflush stage in the mud acid treatment of sandstone.
- Pickling the tubing is recommended whenever acid is pumped.
- Use an initial 4% NH₄Cl brine stage to breakdown the well and condition the clays. This stage must be manually entered into the Acid Placement schedule after you run PSG.

Figure IV-4: Traitement recommandé par Stimcade pour le puits DL454

La composition recommandée par le STIMCADE est la même que le fluide injecté pendant l'opération exécutée pour les deux étapes preflush et overflush, et le traitement principale :

- ✓ PF (Preflush) : HCL (7.5)
- ✓ MF (Mud Acide) : HCL (9%) et HF (1%)
- ✓ OF (Ouverflush) : HCL (7.5%)
- ✓ FO (Divertissement de mousse): la mousse de diverteur

IV.6. Les additifs

Bien que la sélection des fluides de traitement appropriés soit essentielle pour le succès d'un traitement à l'acide, ce dernier peut échouer si les additifs adéquats ne sont pas utilisés. L'utilisation des additifs répond à un double objectif :

- Améliorer l'efficacité de la stimulation
- Réduire les effets secondaires néfastes

En général, les solutions acides ne sont jamais utilisées sans additifs, principalement en raison de leur agressivité envers les équipements de puits et de pompage.

Les inhibiteurs de corrosion

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de température, de la nature et de la concentration de l'acide et du type d'acier ; ils agissent généralement par adsorption à la surface du métal dans le but de former un film protecteur entre le métal et l'acide. [18]

Agents complexant du fer

L'origine du fer est double, il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les parois du tubing, soit des minéraux de la formation (pyrite FeS_2 , sidérite FeCO_3) solubilisés au cours de l'injection. Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque le PH remonte vers la neutralité. [19]

Les réducteurs de frictions

Ces additifs ont pour rôle de diminuer les forces de frottement, ce qui réduit la pression d'injection et, par conséquent, la puissance nécessaire pour le pompage.

Les stabilisateurs d'argile

Ces additifs sont conçus pour prévenir les dommages causés par le gonflement des argiles au contact de l'eau douce. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses, empêchant ainsi leur migration.

Agents réducteurs des tensions superficielles

Les tensioactifs ont la capacité de diminuer la tension superficielle d'un liquide en contact avec un gaz en s'adsorbant à l'interface entre le liquide et le gaz. Ils peuvent également réduire la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles, ou entre un liquide et un solide, modifiant ainsi l'angle de contact entre le solide et le liquide [11].

Les désémulsifiants

Les agents anti-émulsions sont utilisés pour prévenir la formation d'émulsions et les briser lorsqu'elles se forment. Il est crucial de déterminer la nature et la concentration des produits à ajouter avant toute utilisation afin d'assurer une efficacité maximale. Ainsi, des essais en laboratoire sont nécessaires pour identifier l'agent désémulsifiant approprié.

Les antisludges

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

Les agents moussants

Les agents moussants sont utilisés pour former des mousses qu'on utilise comme un moyen de transport et de suspension des sédiments à partir du fond vers la surface surtout pour les puits à faible pression. [11]

Les agents de diversion

Également connus sous le nom de colmatant temporaires, sont utilisés pour garantir une sélectivité lors des traitements et pour assurer la couverture complète de la formation par l'acide. [20]

IV.7. Puits 454

Estimation du potentiel du puits DL 454 (avant l'acidification)

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots IV-1$$

$$IP = \frac{38 \times 10.5}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln\left(\frac{500}{0.0889}\right) + 36 \right)}$$

$$IP = 0.051 \text{ bbl}/(\text{day} \cdot \text{psi})$$

IV.7.1. Calcul nécessaire pour l'acidification

➔ **Données de puits DL 454**

{	$K = 38 \text{ md}$	{	$B_o = 1,2 \text{ bbl/STB}$
	$H_{\text{utile}} = 10,5 \text{ m} = 34,45 \text{ ft}$		$\mu = 0,79 \text{ cp}$
	$G_f = 0,7 \text{ psi/ft}$		$r_w = 3,5 \text{ inch} = 0,0889 \text{ m}$
	$H_{\text{puits}} = H_{\text{mi.perfo}} = 771,27 \text{ M} = 2531,13 \text{ ft}$		$d = 1,046$
	$\Delta P_{\text{sécurité}} = 500 \text{ psi}$		$D_{\text{CCE}} = 1,25 \text{ inch}$
	$P_g = 415 \text{ psi}$		$L_{\text{CCE}} = 843,5 \text{ m} = 2768 \text{ ft}$

IV.7.1.1. Calcul du volume d'acide nécessaire pour l'acidification

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

$$V_{\text{acide}} = V_{\text{cylindre}} = \pi (R_s^2 - r_w^2) \cdot H_u \cdot \Phi_{\text{utile}} \dots\dots\dots \text{IV-2}$$

Où :

- | | |
|---|---|
| { | V_{acide} : volume d'acide utilisé pour le traitement principal en (m ³) |
| | R_s : rayon d'endommagement en (m), |
| | H_u : hauteur utile du réservoir en (m) ; |
| | r_w : rayon du puits en (m) ; |
| | Φ_{utile} : la porosité utile du réservoir (%). |

- | | |
|---|--|
| { | $\Phi_{\text{utile}} = 12,35 \%$; |
| | $R_e = 1 \text{ m}$; |
| | $H_{\text{utile}} = 10,5 \text{ m} = 34,45 \text{ ft}$ |
| | $r_w = 3,5 \text{ pouces} = 0,0889 \text{ m}$; |

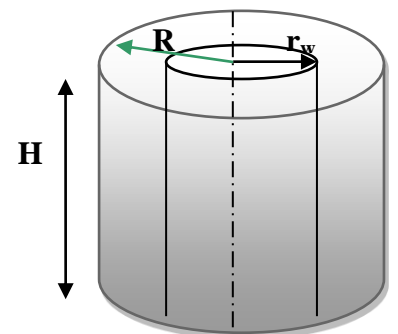


Figure IV-5: Calcul de volume du cylindre endommagé

$$V_{\text{acide}} = 3,14 \times (1^2 - 0,0889^2) 0,1235 \times 10.5$$

$$D'où V_{\text{acide}} = 4.04 \text{ m}^3$$

Remarque

- Le volume d'acide obtenu par cette méthode est un volume approché.
- Les volumes de preflush (V_{pf}) et d'overflush (V_{of}) sont déduits à partir du volume.

calculé précédemment comme suit :

$$V_{\text{preflush}} = V_{\text{overflush}} = \frac{1}{2} V_{\text{acide}} = 2.02 \text{ m}^3$$

IV.7.1.2. Estimation du débit d'injection

On a :

$$q_{i,max} = \frac{4,917 \cdot 10^{-6} KH [(G_f \cdot H_{mi.perfos}) - \Delta P_{\text{sécurité}} - P_g]}{\mu \beta (\ln \frac{R_s}{r_w} + S)} \dots\dots\dots \text{IV-3}$$

- KH** : la capacité d'écoulement (md.ft).
- G_f** : Le gradient de fracturation (psi/ft).
- H_{mi.perfos}** : la hauteur du puits, elle est prise au milieu des perforations (ft).
- ΔP_{sécurité}** : la marge de sécurité (psi).
- P_g** : la pression de gisement (psi).
- μ** : la viscosité de l'acide (cp).
- β** : le facteur volumétrique de fond (bbl/STB).
- S** : le skin ou le degré d'endommagement (sans dimension).
- R_s** : le rayon d'endommagement (ft).
- r_w** : le rayon du puits (ft).

$$q_{i,max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times 38 \times 34.45 [(0,7 \times 2531.13) - 500 - 415]}{0,79 \times 1,20 \times \left(\ln \frac{1}{0.0889} + 36 \right)} \therefore = \mathbf{0.157 \text{ bbl/min}}$$

IV.7.1.3. Calcul de la pression maximale d'injection

Il s'agit de la pression d'injection que nous devons appliquer en surface pour que l'acide puisse arriver jusqu'à l'endroit de l'endommagement et traiter la matrice.

La pression limite (maximale) de traitement doit être la plus faible des deux pressions suivantes :

- ✓ La pression de fracturation
- ✓ La pression limitée des équipements

La pression de traitement en surface est calculée comme suit :

$$P_{T \text{ surface}} = (P_{T.fond} - P_{hyd}) + \Delta P_{tbg} \dots\dots\dots \mathbf{IV-4}$$

Où :

- $P_{T.fond}$: la pression de traitement au fond du puits (psi).
- P_{hyd} : la pression hydrostatique (psi).
- ΔP_{tbg} : les pertes de charge dans le tubing (psi).

N.B : g_f : gradient de fracturation en psi/ft ($g_f = 0,7$ dans le champ de EDJELEH).

A)-Pression de traitement au fond du puits

$$P_{Tfond} = P_{frac} - \Delta P_{sécurité} \dots\dots\dots \mathbf{IV-5}$$

- $\Delta P_{sécurité}$: la marge de sécurité de pression est compris entre 200 et 500psi.
- g_f : le gradient de fracturation en psi/ft ($g_f = 0,7 \text{ psi/ft}$)

B)-Pression de fracturation

$$P_{\text{frac}} = g_f \times H_{\text{puits}} = 0,7 \times 2531.89 = 1772.32 \text{ psi}$$

$$P_{\text{frac}} = 1772.32 \text{ psi}$$

A.N : $P_{\text{Tfond}} = 1772.32 - 500$

D'où : $P_{\text{Tfond}} = 1272,32 \text{ psi}$

C)- La pression hydrostatique_

Elle est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{hyd}} = H_{\text{mi.perfos}} \times d/10 \dots\dots\dots \text{IV-6}$$

Avec : d : est la densité du mud-acid.

$$P_{\text{hyd}} = (771.27 \times 1,046/10) \times 14,5$$

D'où : $P_{\text{hyd}} = 1169.78 \text{ psi}$

D) - Les pertes de charge dans le coiled tubing (CCE)

$$\Delta P_{\text{CCE}} = \frac{518 \rho_{MA}^{0.79} q_{I,\text{max}}^{1.79} \mu_{MA}^{0.207}}{D_{\text{CCE}}^{4.79}} \dots\dots\dots \text{IV-7}$$

Où : D_{CCE} : le diamètre de coiled tubing (inch).

μ_{MA} : la viscosité de main-acid (cp).

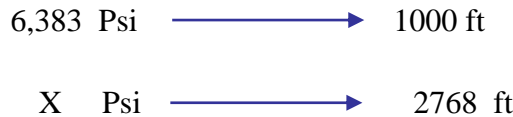
Cette dernière formule donne les pertes de charge dans 1000 ft du tube de CCE. Pour les déduire dans la totalité de CCE, il faut les rapporter à la profondeur du CCE.

$$\text{A.N : } \Delta P_{\text{CCE}} = \frac{518 \times 1.046^{0.79} \times 0.157^{1.79} \times 0.79^{0.207}}{1.25^{4.79}}$$

D'où : $\Delta P_{\text{CCE}} = 6.383 \text{ psi/1000ft}$

Remarque

$\Delta P_{\text{CCE}} = 55,12 \text{ psi/1000ft}$ sont les pertes de charge dans 1000 ft du tube de CCE, et pour les déduire dans la totalité de CCE il faut les rapporter à la profondeur du CCE :



$$X = \frac{2768 \times 6.383}{1000} \Rightarrow \Delta P_{\text{tbg}} = 17,668$$

Donc la pression de traitement en surface est :

$$P_{\text{Tsurface}} = (P_{\text{Tfond}} - P_{\text{hyd}}) + \Delta P_{\text{tbg}} \dots\dots\dots \text{IV-4}$$

A.N : $P_{\text{Tsurface}} = (1272,32 - 1169.78) + 17.668$

D'où : $P_{\text{Tsurface}} = 120.2 \text{ Psi}$

Cette dernière est la pression maximale d'injection d'acide du traitement sans risque de fracturer la roche (sans by passer l'endommagement).

Sachant que la pression de service des équipements de surface est de 5000 psi, il est donc possible d'exécuter le traitement en toute sécurité.

Les résultats de well Test de puits DL 454 (après acidification)

Paramètre	Perméabilité moyenne k(md)	Pression de fond (psia)	Skin	Capacité d'écoulement Kh (md.ft)	Débit d'huile	Pression de réservoir (psi)
Valeur	115	352.42	3.1	3961.75	26.07	415

Tableau IV-2: Les données de well test de puits DL454 (Après l'acidification)

L'estimation du potentiel du puits DL 454 après acidification

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots \text{IV-8}$$

$$IP = \frac{115 \times 10.5}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln\left(\frac{500}{0.0889}\right) + 3.1 \right)}$$

$$IP = 0.595 \text{ bbl}/(\text{day.psia})$$

Interprétation des résultats

- 1) On remarque une diminution significative du skin de 36 à 3.1 ce qui traduit une diminution remarquable de l'endommagement
- 2) On remarque une augmentation de la perméabilité de 38 md à 115 md ce qui engendre un bon écoulement dans le réservoir.
- 3) On remarque une augmentation importante en terme de débit de 8.1 m3 /j à 26.07 m3 /j.
- 4) Ce qui confirme la réussite de l'opération est la prolifération de l'index de productivité de 0.051 bbl/(day.psia) à 0.595 bbl/(day.psia).

IV.8. Puits DL 249

➤ **L'estimation du potentiel de puits DL 249 (avant l'acidification)**

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots \text{IV-8}$$

$$IP = \frac{27.84 \times 10}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln\left(\frac{500}{0.0889}\right) + 38.2 \right)}$$

$$IP = 0.034 \text{ bbl}/(\text{day.psia})$$

➤ **Calculs nécessaires à toute opération d'acidification**

Paramètre	V acide (m3)	Q inj (bbl/min)	P tfond (psi)	P hyd (psi)	P tsurface (psi)
Puits					
DL 249	5,54	0.088	1172.92	1104.71	74.52

Tableau IV-3: Les paramètres d'acidification DL249

➤ **Les résultats de well Test de puits DL 249 (Après l'acidification)**

Paramètre	Permiabilité Moyenne k (md)	Pression de fond (psia)	skin	Capacité d'écoulement kh (md/ft)	Débit d'huile (m3)	Pression de réservoir (psi)
Puits						
DL 249	82.26	348.75	4.2	2698.12	22.69	422

Tableau IV-4: Les données well test de puits DL249 (Après l'acidification)

➤ **L'estimation du potentiel de puits DL249 (Après l'acidification)**

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots \text{IV-8}$$

$$IP = \frac{82.26 \times 10}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln\left(\frac{500}{0.0889}\right) + 4.2 \right)}$$

$$IP = 0.370 \text{ bbl}/(\text{day.psia})$$

Interprétation des résultats

- 1) On remarque une diminution significative du skin de 38,2 à 4.2 ce qui traduit une diminution remarquable de l'endommagement
- 2) On remarque une augmentation de la perméabilité de 27.84 md à 82.26 md ce qui engendre un bon écoulement dans le réservoir.

- 3) On remarque une augmentation importante en termes de débit de 7.68 m³ /j à 22.69 m³ /j.
- 4) Ce qui confirme la réussite de l'opération est la prolifération de l'index de productivité de 0.034 bbl/(day.psia) à 0.370 bbl/(day.psia).

IV.9. Puits DL455

- L'estimation du potentiel de puits DL 455 (avant l'acidification)

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times Bo \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right)} \dots\dots\dots IV-8$$

$$IP = \frac{51.14 \times 5}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln\left(\frac{500}{0.0889}\right) + 18.7 \right)}$$

$$IP = 0.054 \text{ bbl}/(\text{day.psia})$$

- Les données nécessaires à toute opération d'acidification

Paramètre Puits	V acide (m3)	Q inj (bbl/min)	P tfond (psi)	P hyd (psi)	P t surface (psi)
DL 455	2,35	0,183	1304.8	1192.09	135.61

Tableau IV-5: Les paramètres d'acidification DL455

- Les résultats de well Test de puits DL 455 (Après l'acidification)

Paramètre Puits	Permiabilité Moyenne k (md)	Pression de fond (psia)	skin	Capacité d'écoulement kh (md/ft)	Debit d'huile (m3)	Pression de réservoir (psi)
DL 455	111.03	355.62	0.8	1820.89	18.65	403

Tableau IV-6: Les données de well test de puits DL455 (Après l'acidification)

➤ **L'estimation du potentiel de puits DL455 (Après l'acidification)**

$$IP = \frac{Kh}{141.2 \times \mu \times B_o \times \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \dots\dots\dots \text{IV-8}$$

$$IP = \frac{111.03 \times 5}{141.2 \times 1.1 \times 1.113 \times \left(\ln \left(\frac{500}{0.0889} \right) + 0.8 \right)}$$

$$IP = 0.340 \text{ bbl}/(\text{day.psia})$$

Interprétation des résultats

- 1) On remarque une diminution significative du skin de 18.7 à 0.8 ce qui traduit une diminution remarquable de l'endommagement
- 2) On remarque une augmentation de la perméabilité de 51.14 md à 111.03 md ce qui engendre un bon écoulement dans le réservoir.
- 3) On remarque une augmentation importante en terme de débit de 8.59 m³ /j à 18.65 m³ /j.
- 4) Ce qui confirme la réussite de l'opération est la prolifération de l'index de productivité de 0.054bbl/(day.psia) à 0.340 bbl/ (day.psia).

IV.10. Structure d'un traitement

Différentes techniques d'acidification ont été utilisées, comme objectif principal ; l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits.

Le placement des fluides de traitement peut être fait au Coiled Tubing, par concentrique ou en bull heading selon le cas. Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement, qui une fois identifié, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire. Les principales étapes de la majorité des stimulations matricielles exécutées sur les puits sont :

IV.10.1. Le tube clean et nettoyage des perforations

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production et les perforations. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing. Cette opération a pour but primordial d'enlever tous les débris solubles dans l'HCL (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation,

et qui seraient collés sur les parois du Tubing et du Liner, lors du squeeze du traitement principal. Le fluide utilisé comme Tube clean est le HCL (7.5 %).

IV.10.2. Le traitement matriciel

Le Mud Acid est utilisé comme traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HF à 1% et d'acide HCL à 9% avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation. L'acide fluorhydrique réagit avec les dépôts pour améliorer la perméabilité aux abords du puits. L'acide chlorhydrique ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un PH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.

IV.10.3. Le dégorgement du puits

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

IV.11. Étude économique

L'évaluation économique des opérations d'acidification est essentielle pour justifier leur application sur les puits. Cela implique deux aspects principaux : d'abord, calculer le coût total de l'opération, puis évaluer la production du puits (exprimée en termes monétaires) avant et après la stimulation. Ceci permet de déterminer le gain en débit et de calculer le temps nécessaire pour récupérer la valeur de l'investissement, ce qu'on appelle l'amortissement. Cette analyse permet d'évaluer la rentabilité des opérations et de prendre des décisions éclairées sur leur pertinence économique

➤ Calcul du Payout

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

$$Payout(jours) = \frac{Coût\ de\ l'opération\ (\$)}{Gain\ net\ en\ production\ (\frac{bbl}{jour}) \times le\ prix\ du\ baril\ (\frac{\$}{bbl})} \dots\dots\dots IV-9$$

Remarque:

- Le prix de base sur lequel est calculé le payout est de 82 \$/bbl.
- Le coût de l'opération d'acidification 50000 \$

Puits	Débit avant l'acidification (bbl /Day)	Débit après l'acidification (bbl /Day)	Gain en production (bbl /Day)	Payout (Day)
DL454	50.91	163.95	113.04	5.39
DL249	48.33	142.69	94.36	6.46
DL455	54.06	117.37	63.31	9.63

Tableau IV-7:Évaluation économique des puits DL454, DL249 et DL455

IV.12. Conclusion

- La rentabilité d'une acidification est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait à de courtes durées.
- On peut conclure que les acidifications réalisées à EDJELEH sont rentables dans la majorité des cas mais il reste toujours à faire des efforts pour bien éliminer les problèmes de la chute de débit avec le temps et d'atteindre les objectifs escomptés.
- L'acidification de puits DL455 est considéré rentable, et la récupération de coût d'opération est estimée à 9 jours et 16 heures.
- 5.39 jours et 6.46 jours ont suffi respectivement pour couvrir les coûts d'opération pour les puits DL454 et DL 249.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans cette étude, nous avons examiné les avantages de l'opération d'acidification, comme moyenne pour augmenter la productivité de manière rentable et rapide. Cependant, ces bénéfices ne sont réalisables qu'avec une analyse préliminaire en évaluant précisément l'état du puits, et en étudiant l'ensemble des paramètres contrôlant l'acidification.

L'étude de candidature pour l'acidification est cruciale. Il est impératif d'éliminer au préalable les contraintes d'exploitation présentes avant d'entreprendre un traitement matriciel, car une acidification mal conçue peut conduire, dans des cas extrêmes, à la perte du puits. C'est pourquoi nous avons confirmé que le problème rencontré était lié à l'endommagement, en écartant toutes les autres causes possibles pour chacun des puits étudiés.

L'injection d'eau sans traitement préalable ni étude de compatibilité avec l'eau du réservoir constitue une solution d'exploitation à court terme ayant des effets secondaires potentiellement significatifs sur la production. Ces effets se manifestent sous forme de précipitations de dépôts causant des endommagements, comme observé sur les puits représentatifs. Les tests d'incompatibilité révèlent une réaction indésirable entre l'eau du réservoir et l'eau injectée, aboutissant à la formation de dépôts minéraux de type calcaire (CaCO_3). Par conséquent, les résultats soulignent la nécessité de mettre en place une unité de traitement de l'eau d'injection, en tenant compte de l'incompatibilité, dans le but de réduire la formation de dépôts. Le traitement doit viser à rétablir la compatibilité entre les deux fluides afin de prévenir les précipitations qui causent l'endommagement de la formation.

Sur le plan économique, la rentabilité d'une opération de traitement matriciel est d'autant plus avantageuse que l'amortissement des coûts est rapide, et ce, pour tous les puits. Cela confirme la réussite de l'opération et la pertinence des paramètres clés établis pour l'acidification. Malgré l'absence d'une étude de laboratoire, qui a rendu la détermination de l'acide adéquat et les paramètres d'injection une opération très délicate.

Afin de choisir les paramètres d'injection optimaux, un calcul suivant la méthode géométrique a été adopté, ce qui nous a permis d'obtenir des résultats approximatifs, proches de ceux utilisés lors l'exécution de l'opération.

L'utilisation du logiciel Stimcade a rendu possible le choix de l'acide approprié en se basant sur la composition minéralogique, le degré d'endommagement et la valeur de perméabilité (en l'absence de tests de laboratoire). Le type d'acide sélectionné était similaire à celui utilisé lors de l'exécution, démontrant l'efficacité de cet outil pour choisir l'acide adéquat lorsqu'une étude en laboratoire n'est pas possible (bien que cette dernière reste la méthode la plus fiable pour le choix et le calcul du volume d'acide).

À la fin, l'objectif projeté initialement a été atteint. Nous avons remédié à la problématique en étudiant tous les aspects afin d'établir un programme pratique et optimal, en nous appuyant sur des calculs fiables couvrant tous les aspects du problème.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Sonatrach, Description geologique de basin de d'ILLIZI, 2002.
- [2] Lake, L. W. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall.
- [3] Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers..
- [4] forecasting oil and gas using decline curves ; James R . Weaver, P.E.,
- [5] G. V. Chilingar, "Petroleum Engineering Handbook," Elsevier, 2006..
- [6] Handbook of Petroleum Processing" par David S. J. Jones (2015).
- [7] "Well Integrity Evaluation Using Wireline Techniques–From Diagnostics to Solutions", JPT, SPE .
- [8] "Well Completion Design" par Jonathan Bellarby (2009)..
- [9] "Well Testing and Interpretation" par Owen, T. et Cosentino, L. (2001)..
- [10] R.Cossé , "Le gisement, Techniques d’exploitation pétrolière", par, Paris 1988.
- [11] Editions Technip, Manuel d’acidification des réservoirs, paris 1983.
- [12] "Petroleum Production Systems" par Michael J. Economides, A. Daniel Hill, et Christine Ehlig-Economides (2007)..
- [13] Michel.J, Economie Kenneth G.Nolte. Réservoir stimulation, Schlumberger educational services, 1989, Houston..
- [14] Matrix Acid Stimulation - A Review of the State-Of-The-Art, Phil Rae (BJ Services Company) | Gino Di Lullo (BJ Services Company) SPE-82260-MS Society of Petroleum Engineers 2003..
- [15] MZI Farouk et TENOUBEL Mohamed Reda , Evaluation Et Interprétation Des Résultats D’acidification à HAOUD BERKAOUI , Projet professionnel de fin de formation pour l’obtention du , diplôme d’ingénieur spécialisé en Forage-Production en 2016 , Ecole de Boume.
- [16] "Principles of General Chemistry" par Martin S. Silberberg.

- [17] ABID Sarah ASSASSI Ikram , L'impact du choix de l'acide et de la diversion sur les résultats de l'acidification dans le champ d'Oued Noumer , Mémoire de fin d'études spécialisé en Production des Hydrocarbures en 2016 ,FHC.
- [18] D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-la production fond. Editions TECHNIP (1995)..
- [19] Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Manuel d'acidification des réservoirs. Editions TECHNIP (1983)..
- [20] D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-la production fond. Editions TECHNIP (1995)..

Annexes

Annexe 01

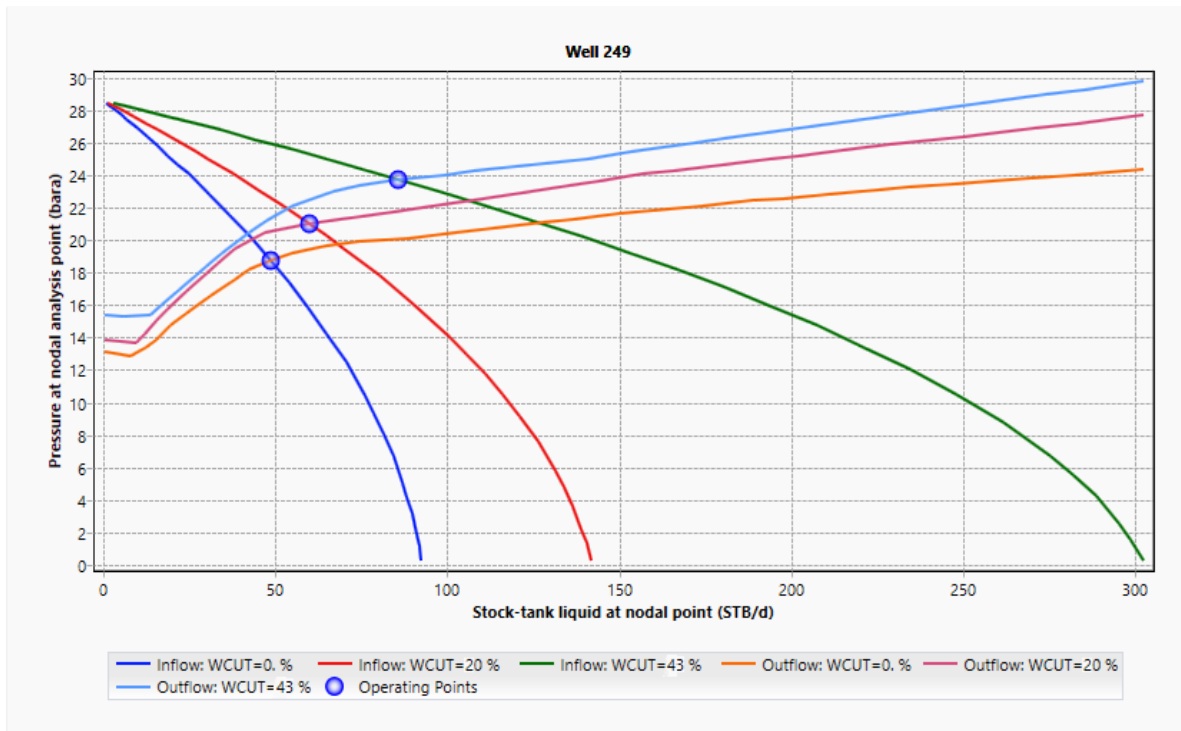


Figure 0-1 DL 249 sensitivité water cut

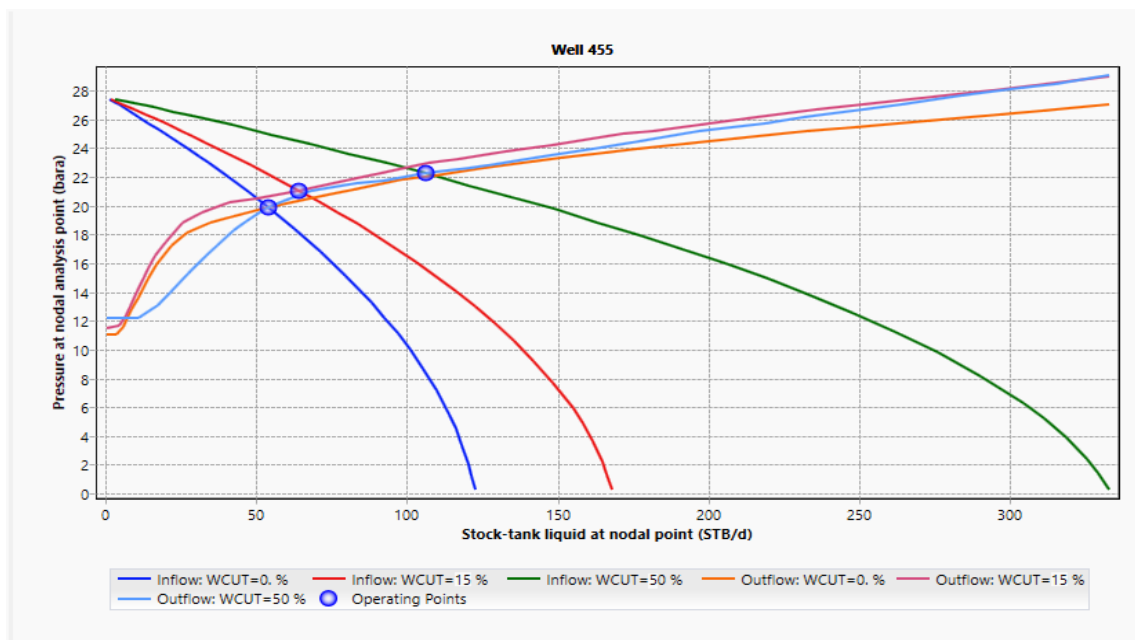


Figure 0-2 sensitivité water cut DL455

Annexe 02

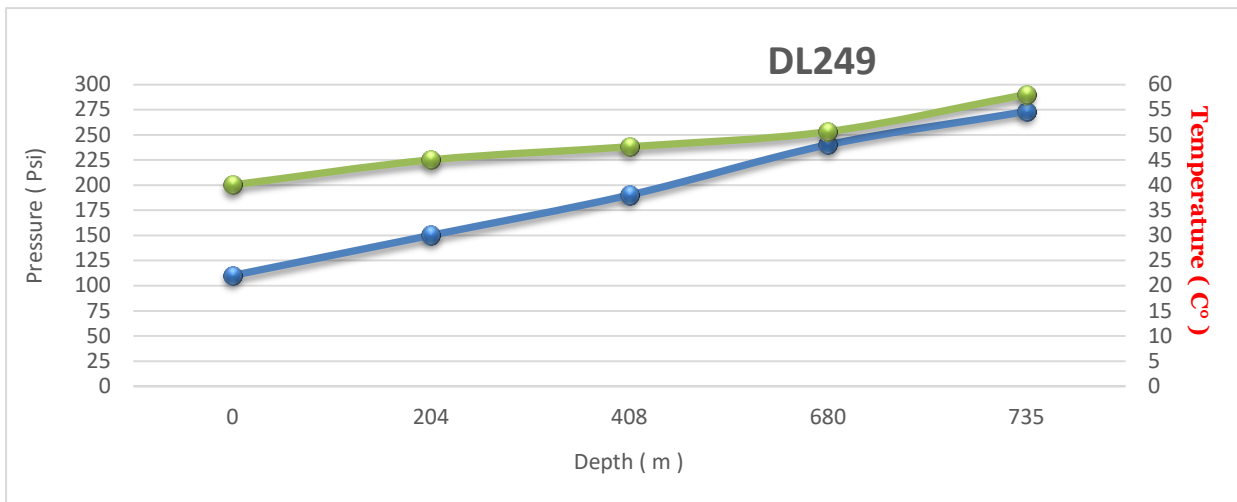


Figure 0-3 PFD DL249

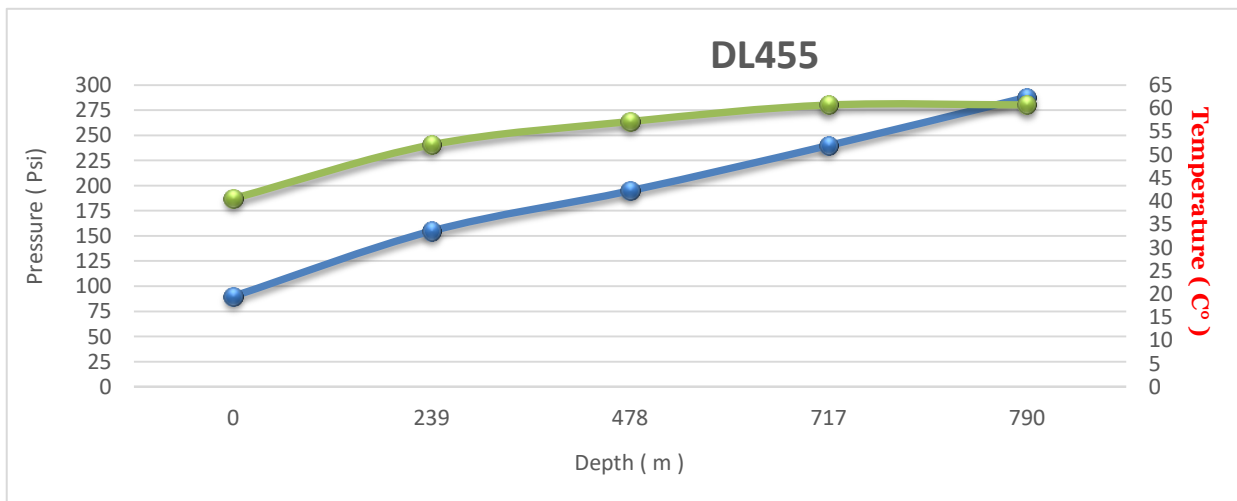


Figure 0-4 PFD DL455

Annexe 03

Folio N° 01		EQUIPEMENT DU PUIT					
DL 454		PPH (GL Direct)		COMPLETION SIMPLE		RESERVOIR : F2	
TETE D'ERUPTION						COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT	
Marque : CROWN Pression de sec. : 2000 Embase: 11" 2000		Type : CTCM Attache Tbg : OLIVE Réduction : 7" 1/16 X 2" 9/16, 2000		Ract. Sup. : CB 15A Susp. Tbg Olive : CTC 1A EST Filetée 2"7/8EU Etan. s/ tbg. PKR de tête: //		Z Sol : 511.59 Z Forage : 515.09 Z Production : 511.61	
VANNES SAS MARQUE CROWN NOMBRE 01 Ø et Série 2"9/16,2000		Maîtrese CROWN CROWN 02 2"9/16, 2000		LAT-TBG CROWN CROWN 02 2"9/16,2000		LAT-CSG CROWN CROWN 02 2"1/16,2000	
COLONNE TUBING						Origine cotes Spool Prod. :	
Designation	Nb.	Type	Diam	Longueur	Cote Product.	Ø. mini	Observations
Sabot	01	EU	2"3/8	0.13	737.84		Manchon 2"3/8
Siège	01	D	//	0.48	737.71		CAMCO - Bore 1.812
Tubing	01	EU	//	0.95			J55 - 4.70 # - RI
Packer	01	Perma latch	7"	1.64	755.11		HALLIBURTON 23-29# Bs = 1.17 - Ht = 0.47
Tubing	01	EU	2"3/8	9.50			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.02	725.14		WEATHERFORD
Tubing	13	EU	//	124.76			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.02	598.36		WEATHERFORD
Tubing	26	EU	//	249.29			J55 - 4.70 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.02	347.05		WEATHERFORD
Tubing	36	EU	//	344.99			J55 - 4.70 # - RII
Réduction	01			0.13			2"3/8EU MX2"7/8EU.M
Olive	01	CTC	7"1/16	0.34			CROWN - CTC 1A EST
				738.27			
PERFORATIONS						Ø Colonne surface : 13" 3/8 Foré Ø 17 1/2 Sbt. à 26.52 Foré à 26.52 Foré Ø 12 1/2 Sbt. à : 75.52 Foré à : 76.52 top ciment derrière le 7" jusqu'en surface Foré Ø 8" 1/2 Sabot à : 843.52 Foré jusqu'à : 843.52	
NIVEAUX PERFORES	Hauteur	Type de Perfo.	Dimètre du Perfo.	Densité au m.	Calage	Nbr. de Cps. tirés	
De 763.02 à 765.02	02.00	ENERJET	1"11/16	24.5	CCL	49	347.05
De 771.02 à 779.52	08.50	//	//	//	//	195	598.36
							725.14
							735.11
							737.71
							737.84
							763.02
							779.52
							816.52
OBSERVATIONS:							
* Puits perforé le 17/12/2008							

Figure 0-5 Complétion DL454

Annexe 06 :

DL-454 :Tube Clean & Matrix Stimulation with Mud Acid									
Stg No	Stage Volume (bbl)	Fluid	Stage Description	Stage Clean Volume (gals)	Stage N2 Volume (liters)	N2 Fluid Ratio SCF/bbl	Total Clean Rate (bpm)	Stage Time (min)	Job Time (min)
1			Safety Meeting/Discuss JSA.					15 min	15 min
2			Rig up CT, Clam & N2 units/Function Test BOP's rams.					90 min	105 min
3		Nitrogen	Cool down the nitrogen unit.		1,000				105 min
4	14	Treated Water	Fill coiled tubing and surface lines with Treated Water for pressure testing.	609			1.50	10 min	115 min
5	6	Treated Water	Pressure test the A & B annulus as required by Sonatrach & monitor 7" & the 9-5/8" annulus as required by Sonatrach.	250				30 min	145 min
6	2	Treated Water	Pressure test the coiled tubing against the MV to 300/2,000 psi for 5/10 min respectively.	100				15 min	160 min
7	6	Treated Water	Open the well through the choke to the flare and test for circulation.	250			1.50	4 min	164 min
8	21	Treated Water	Continue RIH at 65 ft/min, safe running speed to TD at (2,679 ft- 816 m) while pumping Treated Water at 0.5 bpm commingled with 25 lpm of N2 . Slow down at Restriction.	866	1,030	1,230	0.50	41 min	205 min
9			Start high jetting wash across perfs interval (760 m- 782.5 m) while pumping Acid TC as below stage						205 min
10	13	7.5% HCl	Pump 528 gals of 7.5% HCl at 1 bpm commingled with 20 lpm of N2 (start reciprocate once acid at nozzle)	528	252	492	1.00	13 min	217 min
11		Nitrogen	Pump 0.5 m3 of Nitrogen at 40 lpm.		500			20 min	237 min
12	15	Foamed Water	CT at bottom perfs, start filling the well with 77% Foam. Pump Foam Fluid at 0.6 bpm commingled with N2 at 30 lpm. Continue pumping foam fluid until a steady and stable foam is observed at surface.	649	927	1,476	0.50	31 min	268 min
13	13	7.5% HCl Pre-Flush	POOH to Mid Of Perfs & Pump 528 gals of 7.5% HCl Pre-Flush.	528			1.00	13 min	281 min
14	2	Mud Acid	Pump 80 gals of Mud Acid.	80			1.00	2 min	283 min
15			Close the well & start injecting treatment fluids at matrix injection rate. Max WHP 1300 psi with 77% of Foam Quality in Wellbore.					5 min	288 min
16	23	Mud Acid	Start Squeeze by continue Pumping 976 gals of Mud Acid	976			1.00	23 min	311 min
17	13	7.5% HCl Over-Flush	Pump 528 gals of 7.5% HCl Over-Flush.	528			1.00	13 min	324 min
18	14	Treated Water	Displace Coiled Tubing with 609 gals of Treated Water.	609			1.00	14 min	338 min
19		Nitrogen	Open the well, Start Kick off with 1m3 of Nitrogen at 40 lpm.		1,000			20 min	358 min
20		Nitrogen	Pull CT to +/- 700 m & continue the kick off at (15 lpm-20 lpm) until all treatment fluids flow back to surface. Adjust N2 rate and depth if required.		2,500			125 min	483 min
21			when the well is flowing as per SH satisfaction POOH to 150 - 492 ft then decrease CT speed to 10-15 ft/m & continue POOH to surface.					60 min	543 min
22			Secure the well & Rig Down Equipment					60 min	603 min
Totals 142 bbl				5,974	7,209				10.1 hrs

Figure 0-2 Programme d'opération d'acidification

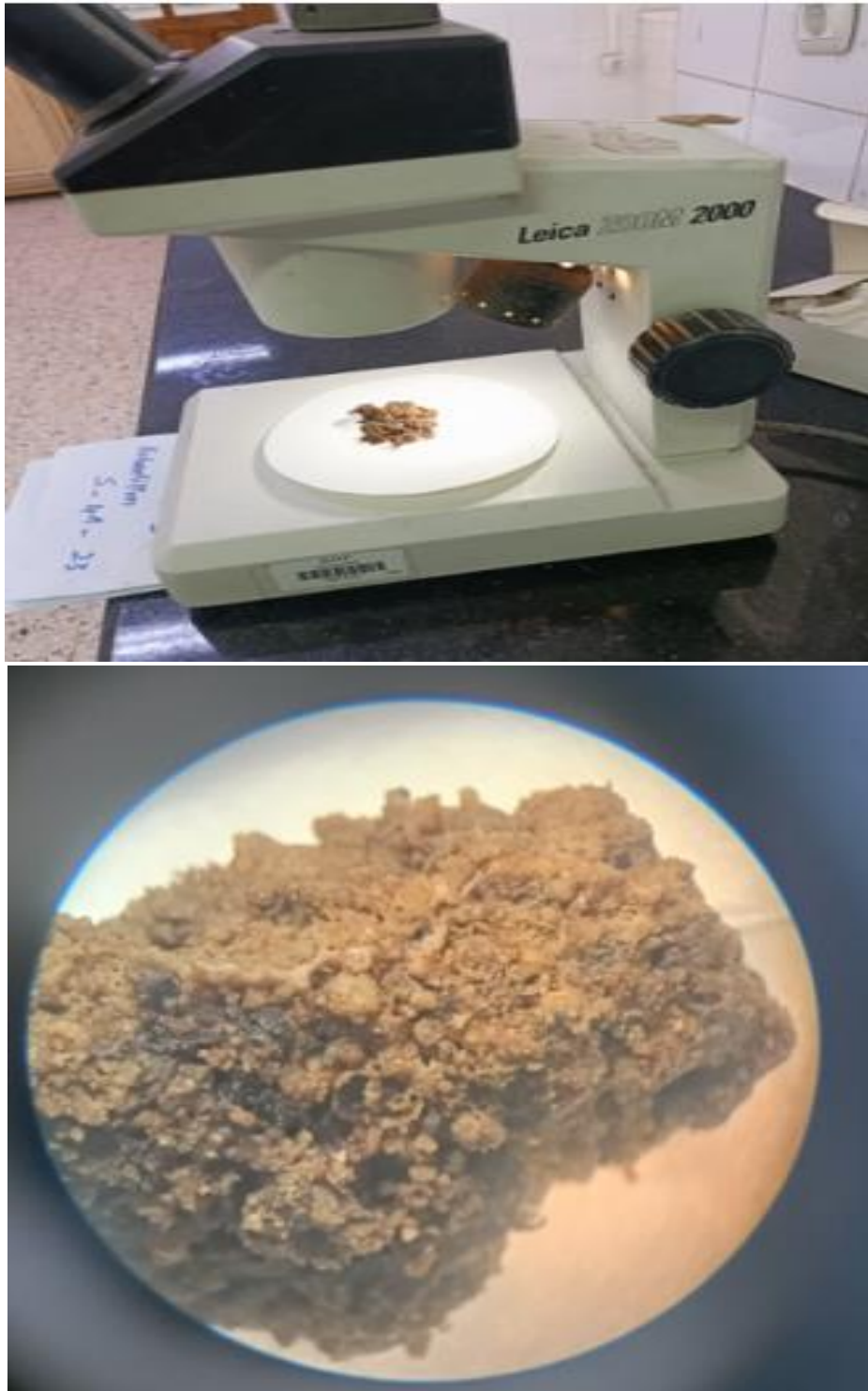
Annexe 07 :

Figure 0-3 dépôt sous microscope