

N° Série :/2025

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Science de la Terre et de
L'univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master
Option : Production professionnel

Présenté Par :

MAIZ HADJ AHMED Bakir, KACIMI Anis

-THÈME-

GESTION DES SABLE DANS LA PRODUCTION DES HDROCARBURES

Soutenue le :16 / 06 / 2025 devant la commission d'examen

Jury :

Président : Mrs DOUK

MCB Univ. Ouargla

Examineur : Ms HAFSI

MAA Univ. Ouargla

Encadreur : Mrs SID ROUHOU

MCB Univ. Ouargla

Dédicace

Je tiens à exprimer ma plus sincère gratitude à Monsieur SID ROHO Djamel dine, enseignant à faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Science de la Terre et de l'Univers, pour sa supervision attentive, ses conseils avisés et son accompagnement méthodologique tout au long de l'élaboration de ce mémoire. Son exigence scientifique et sa disponibilité ont été des éléments déterminants dans la réussite de ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à l'ensemble du corps professoral du département de de Production des Hydrocarbures, dont les enseignements et les échanges ont enrichi mon parcours académique et m'ont permis de développer les compétences nécessaires à la réalisation de ce projet.

Je n'oublie pas mes collègues et camarades, pour leur soutien constant, leur esprit de collaboration, et les nombreuses discussions constructives qui ont nourri ma réflexion.

Enfin, j'exprime toute ma reconnaissance à ma famille, et en particulier à ma mère, mon épouse et mes petites enfants , pour leur appui moral, leur patience et leur confiance indéfectible tout au long de mon parcours universitaire.

Remerciement

À ma mère, pour son amour silencieux et inconditionnel, source de courage et de réconfort tout au long de ce parcours.

À mon père, dont la fierté discrète et le soutien constant m'ont guidé et encouragé à persévérer.

À mon frère Amine et mes sœurs Asmaa et Ahlam, pour leur présence, leurs mots et leur humour, même à distance, qui ont allégé mes moments difficiles.

À celle ou celui que mon cœur garde en silence, dont le soutien discret a été essentiel.

À mes amies fidèles, pour leur compréhension et leur soutien dans les moments de doute.

À mon encadrant(e), pour sa patience, sa rigueur et la confiance accordée, qui m'ont permis de dépasser mes limites.

Enfin, à moi-même, pour la persévérance et la détermination qui ont rendu ce projet possible.

Résumé

Cette étude traite de la gestion des sables dans la production pétrolière et gazière, en se concentrant sur le cas spécifique du champ « Taouil ». La production de sable constitue un défi majeur dans l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, pouvant entraîner une érosion des équipements et une diminution de la productivité. L'objectif principal de ce travail est d'analyser les mécanismes de production de sable dans le champ Taouil et de proposer des solutions adaptées pour une gestion efficace de ce problème.

La méthodologie adoptée combine l'analyse des données de terrain (logs soniques, tests de résistance de la roche UCS, analyses granulométriques) et l'étude des techniques de contrôle des sables (filtres à sable, gravel pack, frac pack, injections de résine, gestion opérationnelle). Les résultats montrent que la production de sable dans le champ Taouil est principalement liée au faible résistance des formations gréseuses de l'intervalle M0-M2 et est exacerbée par la déplétion de pression et les forts taux de production d'eau. Des zones critiques ont été identifiées dans les parties Nord et surtout Est du champ.

Cette recherche contribue à optimiser les stratégies de gestion des sables dans les conditions spécifiques du champ Taouil, avec des implications importantes pour l'amélioration de la production.

Mots-clés : Gestion des sables, Production pétrolière et gazière, Champ Taouil, UCS, Logs soniques, Frac pack, Injection de résine, Gravel pack, Écrans anti-sable, Géomécanique

Abstract

This study addresses sand management in oil and gas production, focusing on the specific case of « The Taouil ». field. Sand production represents a major challenge in hydrocarbon reservoir exploitation, potentially causing equipment erosion and productivity decline. The main objective of this work is to analyze sand production mechanisms in the Taouil field and propose suitable solutions for effective management of this issue.

The methodology combines field data analysis (sonic logs, Unconfined Compressive Strength tests, Mechanical Specific Energy evaluation, grain size analysis) and the study of sand control techniques (sand filters, gravel packs, frac packs, resin injections, operational management). Results show that sand production in the Taouil field is primarily linked to the low strength of sandstone formations in interval M0-M2 and is exacerbated by pressure depletion and high-water production rates. Critical zones have been identified in the northern

and mainly in the eastern parts of the field.

This research contributes to optimizing sand management strategies under the specific conditions of the Taouil field, with important implications for production improvement.

Keywords: Sand management, Oil and gas production, Taouil field, UCS, Sonic logs, Frac pack, Resin injection, Gravel pack, Sand screens, Geomechanics.

ملخص

تتناول هذه الدراسة إدارة الرمال في إنتاج النفط والغاز، مع التركيز بشكل خاص على حالة حقل "طويل". يُعد إنتاج الرمال تحديًا رئيسيًا في استغلال مكامن الهيدروكربونات، إذ يمكن أن يؤدي إلى تآكل المعدات وانخفاض الإنتاجية. يهدف هذا العمل إلى تحليل آليات إنتاج الرمال في حقل طويل واقتراح حلول مناسبة للإدارة الفعّالة لهذه المشكلة. تعتمد المنهجية المتبعة على تحليل بيانات الحقل) مثل السجلات الصوتية، واختبارات مقاومة الضغط غير المحصور UCS، وتقييم الطاقة الميكانيكية النوعية، وتحليل حجم الحبيبات)، إلى جانب دراسة تقنيات التحكم في الرمال) مثل شاشات الرمل، وحشوات الحصى، وحزم الكسور، وحقن الريزين، والإدارة التشغيلية). تشير النتائج إلى أن إنتاج الرمال في حقل طويل يرتبط بشكل أساسي بضعف تكوينات الحجر الرملي ضمن الفاصل M2-M0، ويتفاقم نتيجة استنزاف الضغط وارتفاع معدلات إنتاج المياه. وقد تم تحديد المناطق الحرجة بشكل خاص في الأجزاء الشرقية، وكذلك الشمالية من الحقل. تُسهم هذه الدراسة في تحسين استراتيجيات إدارة الرمال ضمن الظروف الخاصة بحقل طويل، مما ينعكس إيجاباً على تحسين الإنتاج.

إدارة الرمال، إنتاج النفط والغاز، حقل طويل، مقاومة الضغط غير المحصور، السجلات الصوتية، حزم الكسور، حقن الريزين، حشوات:الكلمات المفتاحية الحصى، شاشات الرمل، الجيوميكانيكا

Tableaux de matières

Dédicace	I
Remerciement	II
Résumé	III
Tableaux de matières	V
Liste des abréviations:.....	VII
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux.....	VIII
Introduction générale	1
Chapitre 1 Revue de la littérature sur la gestion des sables	3
Introduction du Chapitre 1	3
1.1 Facteurs de production de sable	3
1.1.1 Facteurs géologiques	3
1.1.2 Facteurs géomécaniques.....	4
1.1.3 Facteurs liés à la production	4
1.2 Méthodes de prédiction de la production de sable	4
1.2.1 Analyse des logs soniques	4
1.2.2 Essais de résistance à la compression (UCS).....	5
1.2.3 Autres méthodes de prédiction.....	5
1.3 Techniques de contrôle et de gestion des sables	5
1.3.1 Surveillance et détection des sables	6
1.3.2 Méthodes d'exclusion (Contrôle mécanique et chimique).....	6
1.3.3 Méthodes d'inclusion (Gestion en surface)	7
1.4 Sélection des méthodes de contrôle et de gestion adaptées	8
1.5 Méthodologie d'étude	8
1.5.1 Approche générale	8
1.5.2 Collecte et analyse des données	8
1.5.2.1 Données utilisées pour l'identification	8
1.5.2.2 Analyse des données.....	9
1.6 Caractérisation géomécanique et Identification des zones à risque	9
Méthodes d'identification des couches productrices	9
1.7 Modélisation de la production de sable	10
1.8 Évaluation des solutions de gestion des sables	11
1.9 Analyse Technique Comparative	11
Conclusion du Chapitre 1	11
Chapitre 2 Présentation du champ pétrolifère TAOUIL	12
Introduction du Chapitre 2	12
2.1 Localisation et Contexte Géologique	12
2.1.1 Cadre structural et évolution tectonique.....	13

2.1.2	Stratigraphie et réservoirs principaux.....	13
2.1.3	Caractéristiques minéralogiques des réservoirs Siluriens.....	14
2.1	Analyse et caractérisation des problèmes de sable dans le champ Taouil	15
3.2.1	Analyse des mécanismes de production de sable	15
3.2.1.1	Facteurs géologiques intrinsèques	15
2.1.1	Facteurs géomécaniques.....	16
2.1.2	Facteurs liés aux conditions de production	19
2.2	Caractérisation de la résistance des formations	24
2.2.1	Onset of Sanding.....	24
2.2.2	Caractérisation de la résistance des formations	25
	Estimation de l'UCS et des propriétés élastiques à partir des logs soniques.....	25
2.2.3	Modélisation de la production de sable.....	26
2.3	Définition des zones critiques.....	28
2.4	Impact opérationnel des problèmes de sable	29
2.4.1	Analyse de l'érosion et des dommages aux infrastructures	29
2.5	Potentiel d'amélioration par une gestion efficace	34
	Conclusion du Chapitre 2	34
	Chapitre 3 Solutions de gestion des sables et leur mise en œuvre pour TAOUIL.....	35
	Introduction du Chapitre 3	36
3.1	Approche intégrée de gestion des sables	36
3.2	Solutions mécaniques (Contrôle)	37
3.2.1	Écrans anti-sable (Sand Screens)	38
3.2.2	Gravel Pack (GP)	38
3.2.3	Frac Pack (FP).....	39
3.2.4	Techniques Alternatives et Réparatrices utilisant des Proppants Consolidants	40
3.3	Solutions chimiques (Consolidation/Stabilisation).....	40
3.3.1	Injection de résine.....	41
3.3.2	Consolidation chimique alternative.....	41
3.4	Optimisation des paramètres opérationnels et Gestion en Surface.....	41
3.4.1	Optimisation des paramètres de production (Prévention).....	41
3.4.2	Gestion en surface (Approche d'inclusion).....	42
3.5	Stratégie de mise en œuvre	43
3.6	Système de surveillance et d'optimisation continue.....	44
	Conclusion du Chapitre 3	46
	Conclusion et Recommandations	47
	Synthèse des résultats	48
	Conclusion	49
	Recommandations.....	49
	Références bibliographiques	51

Liste des abréviations:

Abréviation	Signification
UCS	Unconfined Compressive Strength (Résistance à la compression non confinée)
OBG	Overburden Gradient (Gradient de surcharge)
PLT	Production Logging Tool
DST	Drill Stem Test (Essai au travers du train de tige de forage)
SECM	Sand Erosion/Corrosion Monitoring
BHN	Brinell Hardness Number (Dureté Brinell)
MFC	Multifinger Caliper
GOR	Gas Oil Ratio (Rapport gaz/pétrole)
WOR	Water Oil Ratio (Rapport eau/pétrole)
WHP	Well Head Pressure (Pression à la tête de puits)
TVD	True Vertical Depth (Profondeur verticale réelle)
FP	Frac Pack
GP	Gravel Pack
ESS	Expandable Sand Screen
WWS	Wire-Wrapped Screens
CHGP	Cased Hole Gravel Pack
OHGP	Open Hole Gravel Pack
HRWP	High Rate Water Pack
IGP	Internal Gravel Pack
RCPs	Resin Coated Proppants
RP	Recommended Practice (comme dans API RP 14E, API RP 58)
API	American Petroleum Institute
HSE	Hygiène, Sécurité, Environnement
M1/M2/M0	Niveaux stratigraphiques ou unités du réservoir
DRX	Diffraction des Rayons X
KCl	Chlorure de potassium (utilisé dans les saumures inhibitrices d'argiles)

Liste des figures :

N°	Titre de la figure	Page
Figure 2.1	Carte géographique représentant la localisation du champ TAOUIL	13
Figure 2.2	Courbe de distribution granulométrique typique des sables du réservoir Silurien F6 (Unités M1/M2)	27
Figure 2.3	Profil des propriétés géomécaniques et de la lithologie en fonction de la profondeur (Puits représentatif, Champ Taouil)	28
Figure 2.4	Corrélation entre le débit de production de HC et la production de sable	30
Figure 2.5	Évolution des pressions de tête et de ligne en fonction du temps (Puits représentatif, Champ Taouil)	31
Figure 2.6	Interprétation PLT de 2015 (Puits représentatif, Champ Taouil)	32
Figure 2.7	Comportement des pressions et de la production de sable – Effets transitoires liés au water breakthrough (2020–2023)	34
Figure 2.8	Analyse géomécanique ou pétrophysique (onset of sanding à 4810.54 m)	35
Figure 2.9	Tests réalisés sur carotte	36
Figure 2.10	Mohr-Coulomb enveloppe	36
Figure 2.11	Log de corrosion	40
Figure 2.12	Outil Multifinger Caliper (MFC tool)	40
Figure 2.13	Érosion des équipements de surface par écoulement sableux	41
Figure 3.1	Schémas des méthodes de complétion pour le contrôle du sable	45
Figure 3.2	Comparatif Gravel Pack en trou ouvert (OHGP) vs. trou tubé (CHGP)	46

Liste des tableaux:

N°	Titre du tableau	Page
Tableau 2.1	Abondance semi-quantitative des minéraux (M0-M2) – DRX	15
Tableau 2.2	Distribution granulométrique typique des sables (M1/M2)	26
Tableau 2.3	Production de sable en fonction de la pression de tête (WHP)	30
Tableau 2.4	Production d'eau et salinité du champ de Taouil	33
Tableau 2.5	Facteurs influençant la production de sable	36
Tableau 2.6	Résumé des résultats MFC et leurs implications	41

Introduction

générale

Introduction générale

La production de sable constitue l'un des défis majeurs auxquels fait face l'industrie pétrolière et gazière. Ce phénomène se produit lorsque les grains de sable de la formation se détachent et sont transportés avec les fluides de production (pétrole, gaz et eau). Dans les formations peu consolidées ou faiblement cimentées, telles que celles rencontrées dans le champ de TAOUIL, la production de sable peut être particulièrement importante et problématique.

Ce phénomène entraîne de nombreuses conséquences négatives :

- Érosion des équipements de production (tubages, vannes, pompes, etc.)
- Obstruction des lignes de production
- Diminution de la productivité des puits
- Problèmes environnementaux liés à la gestion des sables produits

Cette étude vise à :

- Analyser les mécanismes de production de sable dans le champ de TAOUIL
- Identifier les facteurs géomécaniques influençant cette production
- Évaluer les différentes techniques de contrôle et de gestion des sables
- Proposer des solutions adaptées au contexte spécifique du champ de TAOUIL

Pour atteindre ces objectifs, nous adoptons une démarche méthodologique combinant :

- L'analyse des données géologiques et géomécaniques du champ de TAOUIL
- L'étude des logs soniques et autres données diagaphiques
- L'évaluation de la résistance des roches (UCS) et des propriétés élastiques
- La revue des technologies de contrôle des sables et leur application au cas d'étude
-

Ce mémoire est organisé en Trois chapitres. Après cette introduction générale, le premier chapitre présente une revue de la littérature sur la problématique de la production de sable et les méthodes de gestion associées puis on détaille la méthodologie suivie dans cette étude. Le

Introduction générale

deuxième chapitre est consacré à la présentation du champ de TAOUIL et de ses caractéristiques et analyser les problèmes de production de sable dans ce champ. Le troisième chapitre présente les solutions proposées et leur mise en œuvre. Enfin, dans la conclusion on discute des résultats obtenus et les principales contributions de cette étude et les perspectives futures.

Chapitre 1

Revue de la

littérature sur la

gestion des sables

Introduction du Chapitre 1 :

Ce chapitre propose une revue approfondie des connaissances actuelles sur la production de sable dans les réservoirs pétroliers et les différentes approches développées pour la prévenir, la contrôler ou la gérer. L'objectif est de fournir une base théorique solide pour comprendre les mécanismes en jeu, les méthodes de prédiction, ainsi que les technologies de contrôle (mécaniques, chimiques, opérationnelles) disponibles. Cette revue permet également de positionner le problème du champ Taouil dans un cadre plus large, afin d'orienter efficacement l'analyse du cas d'étude

1.1 Facteurs de production de sable

La production de sable dans les puits de pétrole et de gaz est un phénomène complexe influencé par plusieurs facteurs. ce phénomène résulte principalement de l'altération des forces de cohésion entre les grains de la roche réservoir, permettant leur détachement et leur migration avec les fluides de production. [1]

1.1.1 Facteurs géologiques

Les caractéristiques géologiques de la formation jouent un rôle déterminant dans la propension à produire du sable. [2] on identifie plusieurs facteurs clés :

- Degré de cimentation de la roche
- Distribution granulométrique des grains
- Minéralogie et contenu en argile
- Hétérogénéités et discontinuités

Le degré de consolidation, souvent lié à l'âge géologique (formations plus jeunes étant moins consolidées), est un facteur critique. [3] On peut classifiée les sables selon leur consolidation (sable mouvant, partiellement consolidé, friable, consolidé), chacun nécessitant une approche de contrôle différente.

1.1.2 Facteurs géomécaniques

Les contraintes mécaniques exercées sur la formation influencent fortement la stabilité du sable.

Ces contraintes incluent : [4]

- Contraintes in-situ (contraintes horizontales et verticales)
- Variations de pression au cours de la production
- Contraintes induites par les opérations de forage et de complétion

1.1.3 Facteurs liés à la production

Les conditions de production peuvent déclencher ou aggraver la production de sable, comme [5] :

- Débits de production élevés
- Chutes de pression importantes
- Production d'eau (effet d'affaiblissement des forces capillaires et augmentation de la pression différentielle requise)
- Viscosité élevée des fluides (augmentant les forces de traînée)
- Variations cycliques de production

Ces facteurs peuvent entraîner des conséquences sévères telles que l'érosion et l'endommagement des équipements de fond et de surface, des pertes de production, et des risques environnementaux et de sécurité [3, 6], qui seront détaillées au Chapitre 2.

1.2 Méthodes de prédiction de la production de sable

1.2.1 Analyse des logs soniques

Les logs soniques fournissent des informations précieuses sur les propriétés mécaniques des formations. [7] ont démontré que l'analyse des temps de transit des ondes de compression et de cisaillement permet d'estimer la résistance de la roche et sa propension à produire du

sable via le calcul des modules élastiques (Module de Young, Coefficient de Poisson).

1.2.2 Essais de résistance à la compression (UCS)

La résistance à la compression non confinée (UCS - Unconfined Compressive Strength) est un paramètre clé pour évaluer la stabilité du sable. TIXIER et al. [8] ont établi des corrélations entre l'UCS et divers paramètres pétro physiques et logs, permettant une estimation in-situ de cette propriété. Des classifications de la consolidation basées sur l'UCS . [3].

1.2.3 Autres méthodes de prédiction

D'autres approches incluent :

- **Analyse des logs de porosité** : Les logs de densité et neutroniques peuvent indiquer la porosité, qui est inversement corrélée au degré de cimentation. Une porosité élevée (>30%) suggère un besoin de contrôle des sables [3].
- **Essais de dureté Brinell (BHN)** : Mesure de la dureté par indentation, fournissant une autre évaluation de la consolidation [3].
- **Simulateurs numériques** : Modèles (analytiques, éléments discrets, continus, hybrides) pour pré- dire l'apparition et parfois le volume de sable produit, bien que souvent complexes et coûteux [3].
- **Tests de tiges (DST - Drill Stem Tests)** : Observation directe de la production de sable en surface lors de tests de puits à différents niveaux de pression différentielle [3].

1.3 Techniques de contrôle et de gestion des sables

Historiquement, le contrôle des sables (*Sand control*) visait principalement l'*exclusion* totale du sable du puits. Cependant, une approche plus moderne est la *gestion des sables* (*Sand management*), qui accepte une certaine production de sable et se concentre sur sa gestion en surface (approche d'*inclusion*), équilibrant les risques et les coûts pour maintenir une

production durable [3, 6]. La gestion implique également une surveillance continue.

1.3.1 Surveillance et détection des sables

Plusieurs techniques permettent de détecter et quantifier la production de sable en temps réel ou périodiquement [3] :

- Tests de décantation ou filtres en tête de puits
- Sondes d'érosion ou bouchons de sécurité
- Échantillonnage des fluides
- Transducteurs acoustiques
- Surveillance de l'érosion/corrosion (SECM)

Ces méthodes sont essentielles pour évaluer la nécessité d'un contrôle, ajuster les paramètres de production (ex : pression différentielle) et vérifier l'efficacité des complétions.

1.3.2 Méthodes d'exclusion (Contrôle mécanique et chimique)

Ces méthodes visent à empêcher le sable d'entrer dans le puits.

a. Écrans anti-sable (Sand screens)

Les écrans anti-sable constituent une barrière physique empêchant la migration des particules solides. on classifie ces dispositifs en plusieurs catégories selon leur conception et leur application. [9]

b. Gravel pack

La technique du gravel pack consiste à placer un matériau granulaire calibré (généralement du gravier) dans l'espace annulaire entre l'écran et la formation. Cette méthode, permet de filtrer efficacement les particules de sable tout en maintenant la productivité du puits. [10]

c. Frac pack

Le frac pack combine les avantages de la fracturation hydraulique et du gravel pack. [11], cette technique permet simultanément de stimuler la formation pour améliorer la productivité et d'assurer un contrôle efficace du sable. [3]

d. Consolidation chimique (Injection de résine)

L'injection de résines (époxy, furane, phénoliques, etc.) vise à consolider la formation en augmentant la cohésion entre les grains de sable. Cette méthode est souvent limitée aux intervalles courts en raison des coûts et des difficultés de placement uniforme [3, 6]. L'efficacité dépend du type de résine, de la température et des fluides de puits [3].

1.3.3 Méthodes d'inclusion (Gestion en surface)

Cette approche permet la co-production des fluides et des solides, suivie d'une séparation et d'un traitement en surface. Elle peut permettre des débits de production plus élevés en évitant le colmatage associé aux méthodes d'exclusion [6].

a. Limitation du débit de production

La méthode la plus simple est de limiter le débit pour rester en dessous du seuil critique de production de sable, souvent au détriment de la productivité [3, 6].

b. Séparation et traitement en surface

Lorsque la production de sable est acceptée, des équipements spécifiques sont nécessaires en surface pour séparer, collecter, nettoyer, déshydrater et transporter/éliminer les solides [3, 6]. Les technologies clés incluent :

- **Séparateurs conventionnels avec systèmes de jetting/aspiration** : Pour éliminer les sables accumulés, mais nécessitent des arrêts et interventions manuelles [3, 6].
- **Technologie cyclonique (Desanders)** : Très efficaces pour séparer les solides des fluides multiphasiques/liquides. Les *Wellhead Desanders* (WHD), installés en amont ou aval du Duse, protègent les équipements aval et utilisent la pression du puits pour la

séparation. D'autres dessableurs peuvent être placés sur les lignes d'eau produite [3, 6]. Ces systèmes permettent souvent d'augmenter la production en éliminant les contraintes liées au sable [6].

- **Systèmes de nettoyage et de déshydratation** : Pour traiter les sables avant leur élimination (ex : lavage, traitement thermique, sacs filtrants, presses à filtre) [3, 6].

1.4 Sélection des méthodes de contrôle et de gestion adaptées

Le choix d'une méthode de contrôle de sable dépend de nombreux facteurs spécifiques au puits et au réservoir. [12] La méthodologie de sélection basée sur :

- a) Les caractéristiques de la formation (propriétés mécaniques, granulométrie, minéralogie)
- b) Les conditions de production
- c) Les aspects opérationnels
- d) La durée de vie prévue du puits

1.5 Méthodologie d'étude

1.5.1 Approche générale

Cette étude adopte une approche multidisciplinaire combinant l'analyse des données géologiques, géophysiques et de production, l'évaluation géomécanique des formations, et l'étude des différentes solutions de gestion des sables. La méthodologie suivie s'articule autour de plusieurs axes complémentaires visant à caractériser le problème de production de sable dans le champ Taouil et à proposer des solutions adaptées.

1.5.2 Collecte et analyse des données

La première étape a consisté à rassembler et valider un jeu de données complet pour le champ Taouil.

1.5.2.1 Données utilisées pour l'identification

Les données clés utilisées pour identifier les zones et les mécanismes de production de sable

incluent :

- **Données de Puits** : Logs diagraphiques conventionnels (Gamma Ray, SP, Résistivité, Densité, Neutron) et avancés (logs soniques dipolaires pour V_p et V_s , logs d'imagerie de paroi).
- **Données de Carottes** : Descriptions lithologiques, analyses pétrographiques (minéralogie, texture, cimentation), mesures de porosité et perméabilité, analyses granulométriques détaillées (courbes de distribution, D10, D50, D90, coefficient d'uniformité).
- **Données Géomécaniques** : Tests de résistance en laboratoire (UCS, essais triaxiaux) sur échantillons de carottes, calcul des propriétés élastiques statiques et dynamiques (Module de Young, Coefficient de Poisson), estimation du profil de contraintes in-situ (incluant gradient de surcharge, OBG).
- **Données de Production** : Historique des débits (huile, gaz, eau), pressions de fond (si disponible) et de surface, historique des concentrations de sable produit (mg/L ou lb/Mbbl), historique des interventions liées au sable.

1.5.2.2 Analyse des données

L'analyse a porté sur :

- La corrélation entre les propriétés pétro physiques, géomécaniques (UCS, E , ν) et la production de sable observée.
- L'identification des intervalles stratigraphiques les plus susceptibles de produire du sable (en particulier M1 et M2).
- L'analyse de l'historique de production pour identifier les déclencheurs (augmentation de débit, percée d'eau, déplétion).

1.6 Caractérisation géomécanique et Identification des zones à risque

Méthodes d'identification des couches productrices

L'identification précise des couches réservoirs responsables de la production de sable repose sur l'intégration des données :

1.6.1 Analyse des Logs Soniques et Mécaniques : Calcul des modules élastiques dynamiques (Young, Poisson) à partir des V_p et V_s . Conversion en modules statiques via des corrélations locales ou établies [7]. Estimation de l'UCS en continu le long du puits en utilisant des corrélations empiriques calibrées avec les tests sur carottes [8]. Les zones sont considérées à haut risque si $UCS <$

61.73 MPa et/ou Module de Young $E < 36.25$ GPa.

1.6.2 Modélisation des Contraintes et Stabilité de Puits : Établissement du profil de contraintes in-situ (S_v , SH_{max} , SH_{min}), en utilisant une valeur moyenne d'OBG de 131.39 MPa [Note : à vérifier si c'est une contrainte ou un gradient]. Calcul des contraintes induites autour du puits pendant la production (en fonction du drawdown). Comparaison des contraintes induites avec le critère de rupture de la roche (e.g., Mohr-Coulomb, Hoek-Brown) pour déterminer la pression de fond critique ou le drawdown maximal admissible avant rupture.

1.6.3 Analyse Granulométrique : Les formations avec une granulométrie fine et/ou un mauvais tri (Coefficient d'uniformité $C_u > 4$) et une faible cimentation sont plus susceptibles à la mobilisation des grains.

1.6.4 Intégration avec l'Histoire de Production : Corrélation des zones identifiées comme mécaniquement faibles (notamment M1 et M2) avec les événements de production de sable enregistrés (pics de sable après démarrage, lors de production d'eau, etc.).

1.7 Modélisation de la production de sable

Un modèle géomécanique 3D du champ Taouil a été développé en intégrant : les propriétés mécaniques des formations (UCS moyen 73.83 MPa, E moyen 46.95 GPa, ν moyen 0.295), la distribution des contraintes in-situ (OBG moyen 131.39 MPa), et les hétérogénéités structurales. Un modèle prédictif analytique ou numérique a été élaboré, utilisant les paramètres clés (UCS, E , ν , drawdown, débit, GOR, WOR) pour estimer le potentiel de production de sable et définir des enveloppes opérationnelles sûres.

1.8 Évaluation des solutions de gestion des sables

Les différentes solutions (mécaniques, chimiques, opérationnelles) ont été évaluées selon des critères techniques (efficacité, applicabilité aux conditions de Taouil, durabilité).

1.9 Analyse Technique Comparative

Une analyse technique comparative a été réalisée pour évaluer les différentes stratégies de gestion proposées pour le champ Taouil

Conclusion du Chapitre 1 :

La revue de la littérature a permis de mettre en évidence la complexité du phénomène de production de sable, influencée par des facteurs géologiques, géomécaniques et opérationnels. De nombreuses méthodes de prédiction et de contrôle sont disponibles, chacune présentant des avantages et des limites selon le contexte. Cette synthèse sert de fondement à l'analyse du cas spécifique du champ Taouil, qui sera détaillée dans le chapitre suivant

Chapitre 2

Présentation

du champ

pétrolifère

TAOUIL

Introduction du Chapitre 2 :

Ce chapitre est consacré à la description détaillée du champ pétrolifère de Taouil, situé dans le bassin de Berkine. Il s'agit d'analyser les caractéristiques géologiques, tectoniques, stratigraphiques et minéralogiques du champ, tout en identifiant les causes et mécanismes spécifiques de la production de sable observée dans les puits. Une attention particulière est portée à la caractérisation géomécanique des formations productrices, à l'analyse des données de production et à la modélisation des contraintes et du comportement des roches

2.1 Localisation et Contexte Géologique

Le champ de Taouil est situé dans la partie sud-ouest de la région de Ledjmet, au sein du Bassin de Berkine, dans le Sahara algérien oriental. Ce bassin est une province pétrolière majeure, caractérisée par une histoire géologique complexe et des systèmes pétroliers matures. La compréhension de ce contexte est essentielle pour analyser les problèmes de production de sable.

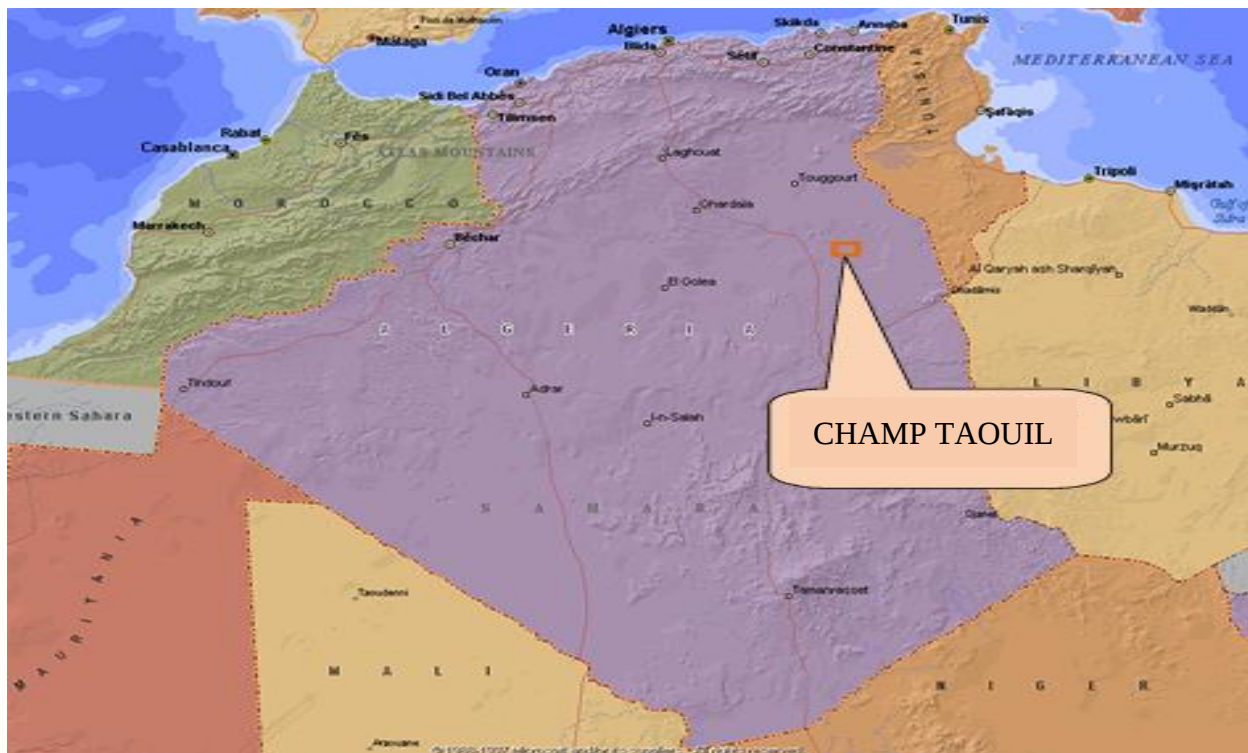


FIGURE 2.1 – Carte géographique représentant la localisation de champ TAOUIL

2.1.1 Cadre structural et évolution tectonique

La structure actuelle du champ Taouil est le produit de plusieurs phases tectoniques superposées, qui ont influencé la sédimentation, la formation des pièges et la distribution des contraintes actuelles :

- **Phase Hercynienne** : Des compressions majeures durant le Carbonifère (orientations N040° puis N120°) ont généré des plis anticlinaux et synclinaux, suivis d'une érosion significative (discordance hercynienne). La structure anticlinale majeure de Taouil (orientée NNE-SSW), délimitée par des failles d'orientation ENE-WSW, est un héritage direct de cette phase.
- **Rifting Trias-Lias** : Associé à l'ouverture de l'Atlantique Central, cet épisode extensif a créé un réseau de failles normales orientées NE-SW, délimitant des structures en horsts et grabens qui ont contrôlé la sédimentation des séries triasiques et liasiques.
- **Compression Crétacée (Phase Autrichienne, Aptien)** : Une phase de compression (approximativement NW-SE) a entraîné la réactivation inverse de certaines failles hercyniennes et triasiques, accentuant les structures anticlinales, formant des pièges structuraux et parfois des structures en fleur positives. Une discordance marquée (infra-aptienne) témoigne de cette phase.

Transpression Tertiaire (Phase Alpine) : Des mouvements compressifs et/ou transpressifs plus tardifs (principalement Eocène-Oligocène), souvent orientés NW-SE, ont provoqué des ajustements finaux des structures héritées, sans déformation majeure à l'échelle du champ Taouil mais pouvant influencer l'état de contrainte local. L'état de contrainte actuel est influencé par cette histoire, avec un gradient de surcharge (OBG) moyen mesuré à 131.39 MPa [Note : vérifier unité/signification].

Cette histoire tectonique complexe a abouti à un fort compartimentage structural du champ, ce qui peut entraîner des variations locales importantes de l'état de contrainte in-situ, un facteur clé dans l'analyse de la stabilité des puits et la production de sable.

2.1.2 Stratigraphie et réservoirs principaux

La colonne stratigraphique dans la région du champ Taouil s'étend du Paléozoïque inférieur au Cénozoïque. Les principaux niveaux réservoirs ciblés par la production sont :

- **Silurien Argilo-Gréseux (Formation F6)** : Constitue le réservoir principal du champ Taouil. Il est généralement subdivisé en plusieurs unités (parfois désignées B, A, M et N2 de bas en haut). Les unités A et M (M0, M1, M2), composées de grès fins à moyens interstratifiés avec des argilites et siltstones, sont les plus productives mais aussi les plus susceptibles à la production de sable en

raison de leur nature parfois peu consolidée et de leur cimentation variable. Les unités M1 et M2 sont particulièrement notées comme étant les principales sources de production de sable observée sur le champ. La porosité dans ces intervalles varie typiquement de 8 à 16%.

- **Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI / TAGS)** : Réservoir important dans le bassin de Berkine, constitué de dépôts fluvio-deltaïques. Sa contribution à Taouil peut être secondaire par rapport au Silurien.
- **Ordovicien (Quartzites de Hamra)** : Peut constituer un réservoir potentiel sous la discordance hercynienne, bien que souvent plus compact et moins perméable.

Les couvertures principales sont assurées par les argiles siluriennes intra-formationnelles, les carbonates et évaporites du Trias supérieur et du Lias.

2.1.3 Caractéristiques minéralogiques des réservoirs Siluriens

L'analyse minéralogique par diffraction des rayons X (DRX) sur des échantillons de carottes des unités M0-M2 du réservoir Silurien (SAG F6) a révélé la composition suivante (voir Tableau 4.1).

La composition est dominée par le quartz, avec une fraction argileuse significative composée principalement d'illite, de chlorite et de kaolinite. La présence de **smectite**, même en faible pourcentage (jusqu'à 7% dans l'unité M1, une des principales sources de sable), est particulièrement importante car ce minéral est connu pour son potentiel de gonflement en présence d'eau douce ou de faible salinité, ce qui peut affecter la perméabilité et la stabilité mécanique de la roche, favorisant la production de sable lors de la percée d'eau. La nature et la quantité du ciment (principalement argileux, parfois siliceux ou carbonaté localement) sont des facteurs déterminants pour la résistance de la roche.

TABLE 2.1 – Abondance semi quantitative des minéraux par DRX dans les réservoirs M0-M2 du Silurien F6 (Champ Taouil).

Minéraux (%)	Unité M0	Unité M1	Unité M2
Quartz	61	49	66
Illite	18	29	18
Chlorite	9	7	8
Kaolinite	5	3	5
Smectite	3	7	2
Sidérite	2	Traces	1
Calcite	1	Traces	Traces
Autres (Feldspaths, etc.)	Traces	5	Traces
Total	100	100	100

2.1 Analyse et caractérisation des problèmes de sable dans le champ Taouil

3.2.1 Analyse des mécanismes de production de sable

L'analyse intégrée des données géologiques, géomécaniques et de production a permis d'identifier les principaux facteurs et mécanismes contribuant à la production de sable observée dans le champ Taouil, provenant majoritairement des unités M1 et M2 du Silurien F6.

3.2.1.1 Facteurs géologiques intrinsèques

- **Faible degré de cimentation** : Les analyses pétrographiques et l'observation des carottes confirment que les grès des unités productrices (notamment M1 et M2 du Silurien F6) présentent souvent une cimentation faible à modérée. Le ciment est principalement de nature argileuse (illite, chlorite authigènes), avec une présence locale et limitée de ciment quartzeux secondaire ou de ciment carbonaté (calcite, sidérite), qui ne représente souvent que 2-3% du volume total de la roche.
- **Hétérogénéités lithologiques** : La présence fréquente d'intercalations fines d'argilites ou de silts-tones au sein des bancs de grès créent des plans de faiblesse mécanique le long desquels la rupture peut s'initier plus facilement sous l'effet des contraintes.
- **Minéraux argileux sensibles** : Comme mentionné (Section 4.1), la présence de smectite (surtout dans l'unité M1, une des principales sources de sable) favorise l'affaiblissement et la désagrégation de la roche en cas de contact avec des fluides de faible salinité (eau de production). L'illite fibreuse peut également se détacher facilement.

Distribution granulométrique : L'analyse granulométrique d'échantillons représentatifs des formations productrices du champ Taouil (voir Tableau 5.1) indique une prédominance de sables fins à moyens. Le diamètre médian (D50), correspondant au cumul passant de 50%, se situe autour de 139 μm (interpolé entre 133.103 μm et 152.453 μm). Le diamètre D10 (taille en dessous de laquelle se trouvent 10% des particules) est d'environ 90 μm (interpolé entre 88.583 μm et 101.46 μm). Le coefficient d'uniformité ($C_u = D_{60}/D_{10}$), avec un D60 estimé à environ 150 μm , est approximativement de 1.67 (150 μm / 90 μm), indiquant un tri modéré à bon. Bien qu'un bon tri puisse favoriser la perméabilité, il signifie aussi que si la structure cimentaire est rompue, une grande fraction des grains peut être mobilisée simultanément. Les données détaillées sont présentées ci-dessous.

TABLE 2.2 – Distribution granulométrique typique des sables du réservoir Silurien F6 (Unités M1/M2), Champ Taouil.

Diamètre (μm)	Passant (%)	Cumul Passant (%)
3.905	0.000	0.000
4.472	0.108	0.108
5.122	0.112	0.220
5.867	0.114	0.334
6.720	0.113	0.447
7.697	0.109	0.556
8.816	0.104	0.660
10.097	0.000	0.660
11.565	0.000	0.660
13.246	0.000	0.660
15.172	0.000	0.660
17.377	0.000	0.660
19.904	0.000	0.660
22.797	0.000	0.660
26.111	0.000	0.660
29.907	0.000	0.660
34.255	0.000	0.660
39.234	0.000	0.660
44.938	0.164	0.824

Diamètre (μm)	Passant (%)	Cumul Passant (%)
51.471	0.295	1.119
58.953	0.566	1.685
67.523	1.119	2.804
77.340	2.187	4.991
88.583	4.190	9.181
101.460	7.579	16.760
116.210	12.401	29.161
133.103	16.060	45.221
152.453	16.975	62.196
174.616	14.363	76.559
200.000	9.994	86.553
229.075	6.066	92.619
262.376	3.436	96.055
300.518	1.912	97.967
344.206	1.091	99.058
394.244	0.606	99.664
451.556	0.336	100.000
517.200	0.000	100.000

2.1.1 Facteurs géomécaniques

- **Faible résistance intrinsèque (UCS) :** Les tests de compression uni axiale (UCS) sur carottes et les estimations basées sur les logs soniques (voir Section 5.2) indiquent des valeurs d'UCS souvent faibles dans les intervalles producteurs principaux (M1, M2). Les mesures disponibles montrent une moyenne de 73.83 MPa, avec des valeurs allant de 50.45 MPa à 92.14 MPa. Les zones considérées comme "plus faibles" et particulièrement sujettes à la production de sable sont celles où l'UCS est inférieur à 61.73 MPa et/ou le module de Young est inférieur à 36.25 GPa.

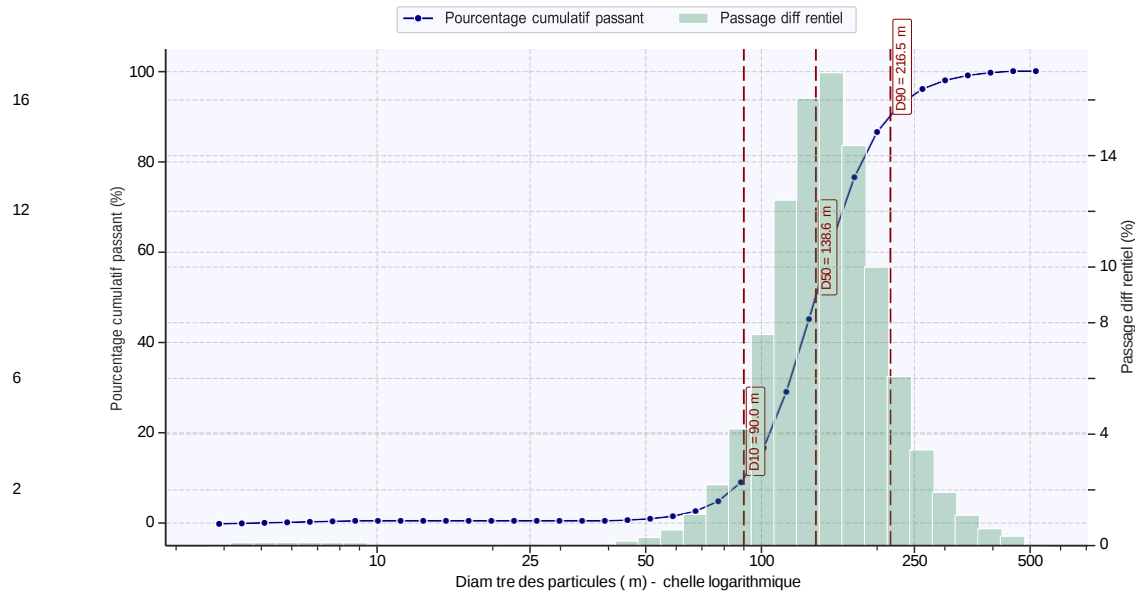


FIGURE 2.2 – Courbe de distribution granulométrique typique des sables du réservoir Silurien F6 (Unités M1/M2), Champ Taouil.

- **Propriétés élastiques** : Le module de Young statique dérivé présente une moyenne de 46.95 GPa, variant de 27.17 GPa à 64.24 GPa. Le coefficient de Poisson associé à une moyenne de 0.295, allant de 0.192 à 0.410. Les valeurs les plus faibles de module de Young (< 36.25 GPa) correspondent aux zones les plus fragiles.
- **État de contraintes et Drawdown** : Le champ Taouil est situé dans un régime de contraintes normal et transtensif. L'état de contrainte est influencé par le gradient de surcharge (OBG), mesuré en moyenne à 131.39 MPa (variant entre 128.94 MPa et 133.87 MPa). La déplétion du réservoir au cours de la production augmente les contraintes effectives sur la roche. Combiné à des drawdowns parfois élevés, cela induit des contraintes de cisaillement et de compression autour du trou de forage qui peuvent excéder la résistance de la roche ($UCS < 61.73$ MPa), provoquant la rupture et la production de sable.
- **Comportement plastique/friable** : Les tests triaxiaux réalisés sur certains échantillons montrent un comportement fragile rarement élasto-plastique, indiquant une tendance à la déformation et à la production de fines particules (micro-sanding) même avant la rupture macroscopique, particulièrement sous fortes contraintes de confinement effectives.

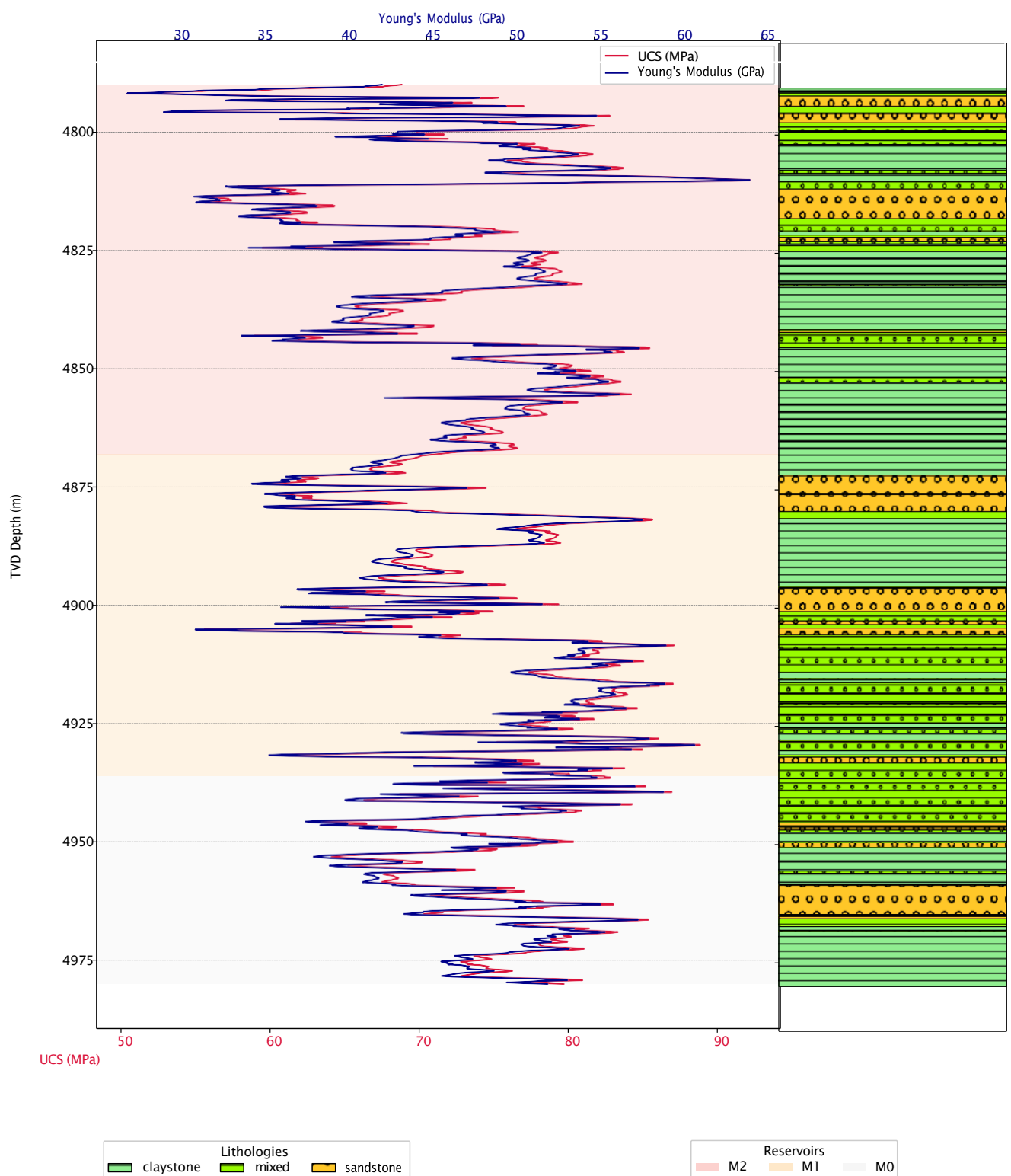


FIGURE 2.3 – Profil des propriétés géomécaniques et de la lithologie en fonction de la profondeur (Puits représentatif, Champ Taouil).

2.1.2 Facteurs liés aux conditions de production

a. Débit de production

Une corrélation bien établie existe entre l'augmentation des débits de production et l'initiation ou l'amplification de la production de sable dans les réservoirs non consolidés. Lorsque la matrice rocheuse est affaiblie, les forces hydrodynamiques exercées par le fluide deviennent suffisantes pour mobiliser les particules solides. Ce phénomène survient lorsque les contraintes mécaniques appliquées à la roche- réservoir excèdent sa résistance intrinsèque.

Ce déséquilibre mécanique peut résulter d'une réduction de la cohésion intergranulaire, de pressions différentielles élevées, ou d'excitations dynamiques telles que les vibrations. L'augmentation du débit de production intensifie le gradient de pression entre la formation et le puits, ce qui accentue l'instabilité structurale du milieu poreux.

À mesure que le débit dépasse certains seuils, les contraintes générées peuvent déclencher le détachement, la migration, puis l'acheminement du sable vers le puits. On observe généralement un seuil critique de débit au-delà duquel la production de sable devient significative et potentiellement incontrôlable, compromettant la performance du puits et l'intégrité des installations.

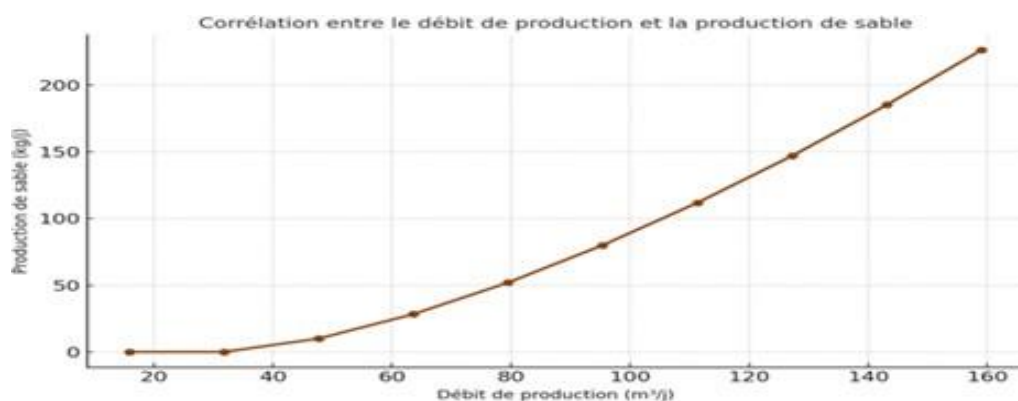


FIGURE 2.4 – Corrélation entre le débit de production de HC et la production de sable (Puits représentatif, Champ Taouil).

TABLE 2.3 – Production de sable en fonction de WHP du puits dans le champ de Taouil.

Date	WHP (PSI)	Taille de Duse (64 ème)	Période de débit (Heurs)	Estimation récupéré (Kg)	du sable
16/01/2024	5580	20/64 ème	7	Traces	
20/01/2024	5224	32/64 ème	8	7	
22/01/2024	5070	32/64 ème	9	5	
24/01/2024	5270	28/64 ème	7	3	
26/01/2024	5400	24/64 ème	6	2	

b. Déplétion du réservoir

L'analyse des données de production révèle une tendance progressive à l'aggravation des phénomènes de production de sable, corrélée à la diminution de la pression du réservoir. Cette évolution s'explique par l'augmentation des contraintes effectives exercées sur la roche-réservoir, qui favorisent sa déstabilisation mécanique.

Dans ce contexte, il est recommandé de réaliser un contrôle de fond, incluant un échantillonnage par Sand Bailer, afin de vérifier de manière formelle la présence éventuelle de sable dans les conditions opérationnelles actuelles. Cette démarche permettra d'adapter, si nécessaire, les stratégies de complétion ou de gestion de la production.

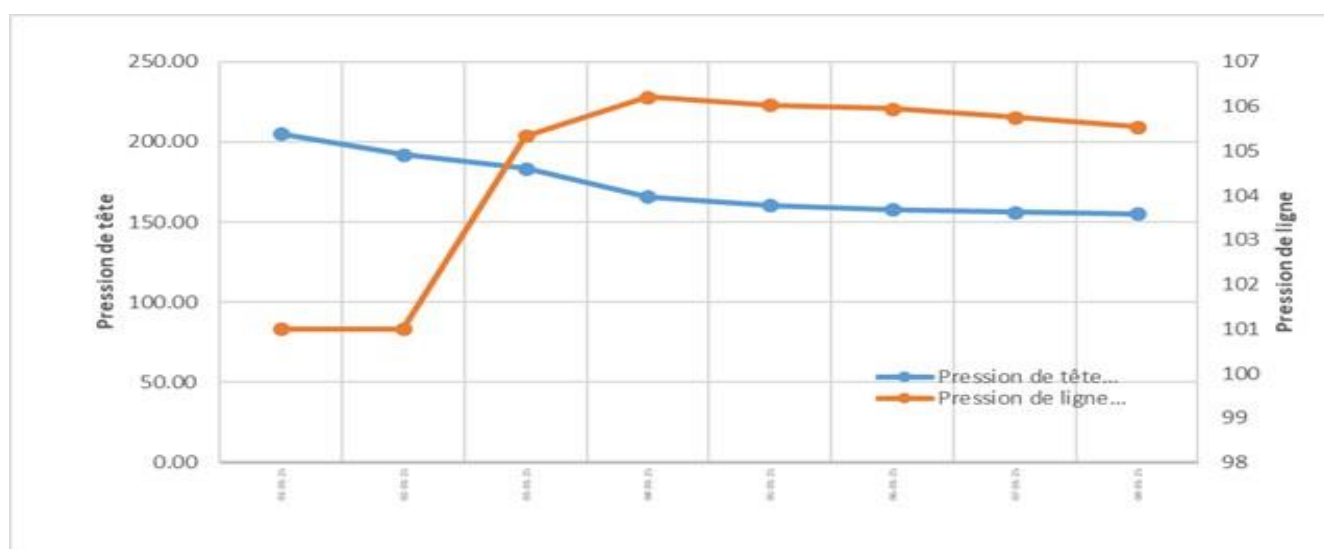


FIGURE 2.5 – Evolution des pressions de tête et de ligne en fonction du temps (Puits représentatif, Champ Taouil).

c. Production d'eau (Water Breakthrough)

L'apparition d'eau dans les effluents, matérialisée par une hausse du WOR (Water Oil Ratio), constitue un facteur aggravant majeur de la production de sable, en particulier dans les formations sensibles comme l'unité M1 riche en smectite. Cette situation résulte d'effets conjugués : diminution des forces capillaires, altération chimique de la matrice rocheuse, et accentuation des gradients de pression locaux. Le water breakthrough, ou arrivée prématurée d'eau dans la zone drainée, est souvent déclenché par une forte perméabilité verticale (favorisant le coning), une surproduction ou une hétérogénéité mal maîtrisée du réservoir. Ce phénomène compromet la stabilité mécanique des formations et accélère les phénomènes d'endommagement. Une gestion rigoureuse des débits et une surveillance des conditions du réservoir sont essentielles pour limiter ses effets.

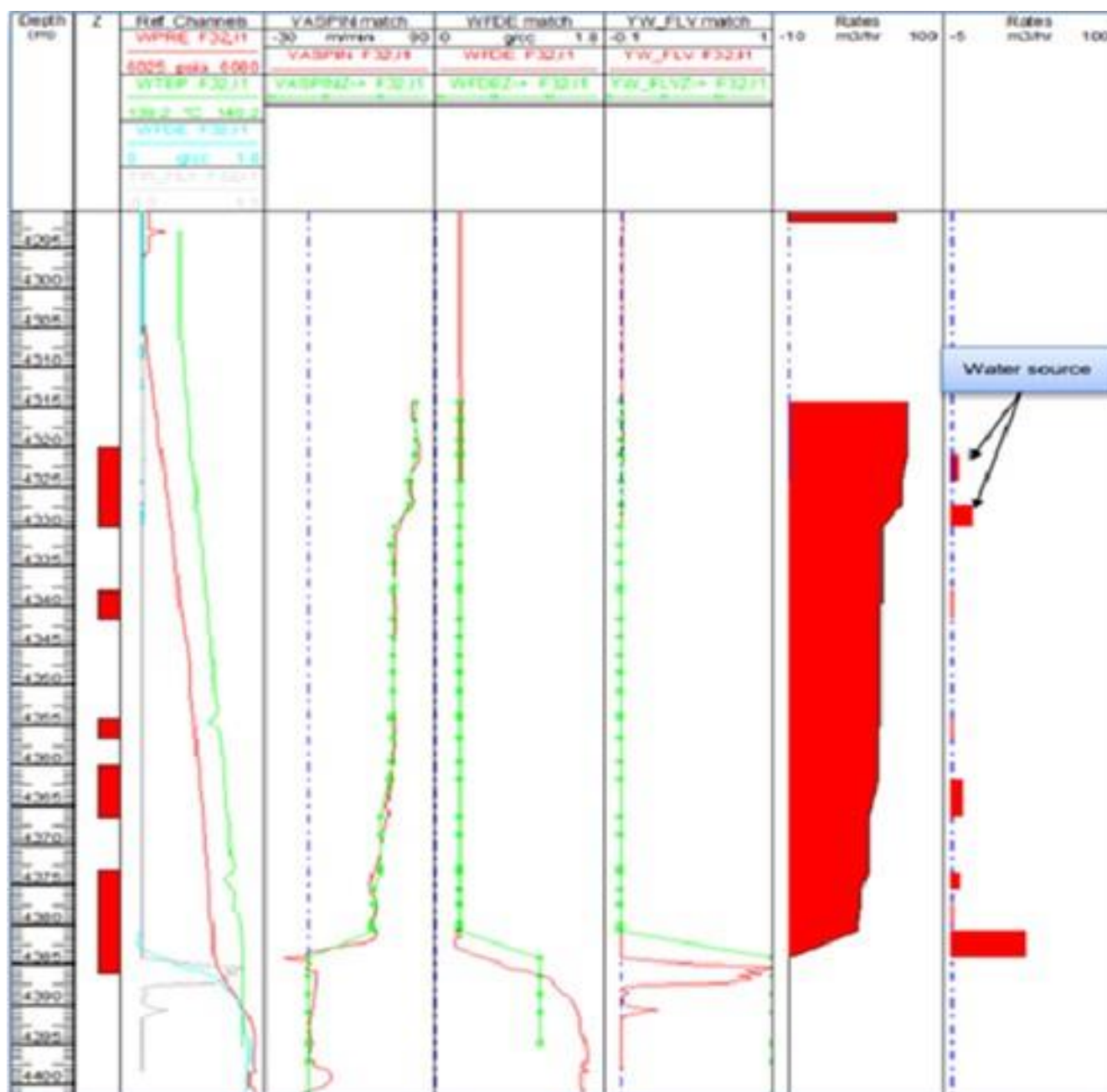


FIGURE 2.6 – Interprétation PLT de 2015 (Puits représentatif, Champ Taouil).

D'après les résultats de l'interprétation de ce PLT de 2015.

1. La venue d'eau provient du top du réservoir M2.
2. La majeure production du gaz provient de l'unité M1.
3. La production d'eau à augmenter à partir de 2021, comme le montre le tableau suivant :

TABLE 2.4 – Production d’eau et salinité du champ de Taouil.

Date	Duse (64th)	Q eau (L/h)	Densité ou salinité
13/12/2015 (DST)	32/64	750	1.13
31/08/2017	32/64	360	29 250 ppm
24/01/2020	Réglable	120	7 020
22/07/2020	Réglable	11	280 000
29/06/2021	Réglable	1750	391 000
25/09/2022	52/64	1247	351 000
04/06/2023	32/64	1400	351 000

Augmentation progressive des débits d’eau (Q eau l/h) depuis 2020, culminant à **1750 l/h en 2021** puis se maintenant au-dessus de **1200 l/h en 2022 et 2023**. Cette augmentation est cohérente avec un phénomène de **water breakthrough** confirmé, accompagné d’une hausse de la salinité ou densité des eaux produites.

d. Effets transitoires :

Des pics importants de production de sable sont fréquemment observés lors des phases de démarrage ou de redémarrage des puits, ou lors de fluctuations rapides de débit. Ces transitoires peuvent déstabiliser la formation près du puits.

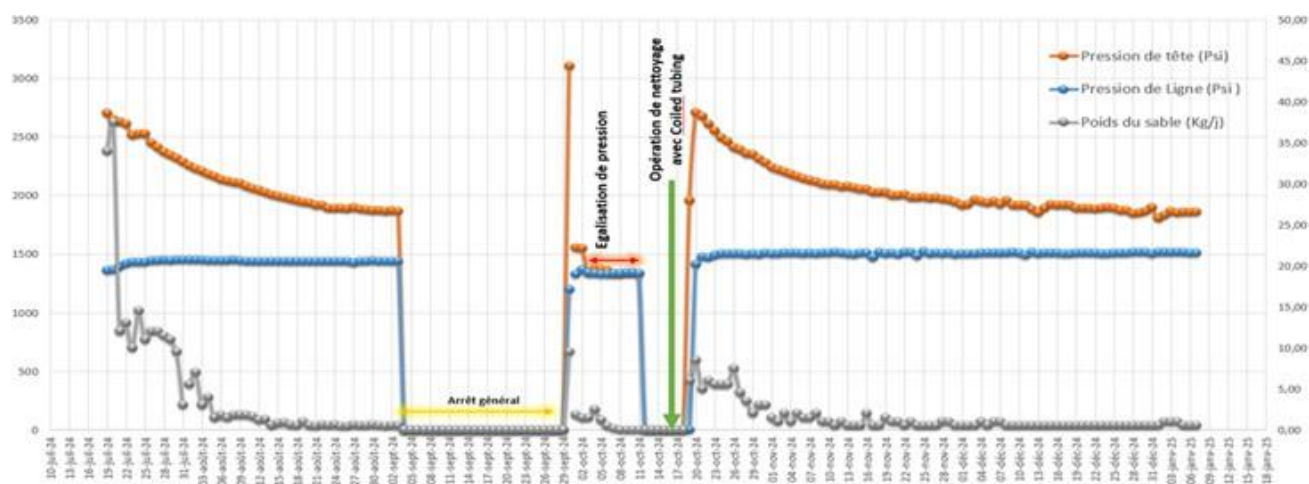


FIGURE 2.7 – Comportement des pressions et de la production de sable – Effets transitoires liés au water breakthrough (2020–2023).

Les pics observés sur la courbe de production de sable (kg/j) correspondent à des événements

transitoires traduisant une augmentation ponctuelle mais significative de la masse de sable mobilisée ou accumulée dans le système de production. Le pic marqué peut être interprété comme le résultat d'un apport initial conséquent, souvent lié à une phase de mise en production ou à un redémarrage du puits. Ce comportement est typique d'une surcharge transitoire au démarrage. La phase de décroissance qui suit reflète probablement une vidange progressive du sable accumulé, une stabilisation des conditions d'écoulement ou un retour à un régime de production plus homogène.

2.2 Caractérisation de la résistance des formations

2.2.1 Onset of Sanding

L'onset of sanding correspond au moment initial où des particules de sable commencent à être mobilisées et produites depuis la roche-réservoir vers le puits, sous l'effet de contraintes mécaniques et hydrodynamiques excédant la résistance de la matrice rocheuse.

Ce phénomène marque un seuil critique à partir duquel la stabilité mécanique de la formation n'est plus suffisante pour retenir les grains, généralement en raison :

- D'un taux de production élevé (débit critique)
- D'une baisse de pression de fond de trou
- D'un affaiblissement de la cimentation naturelle de la roche
- Ou de changements brusques dans les conditions opératoires (démarrages, shut-ins, variations de débit).

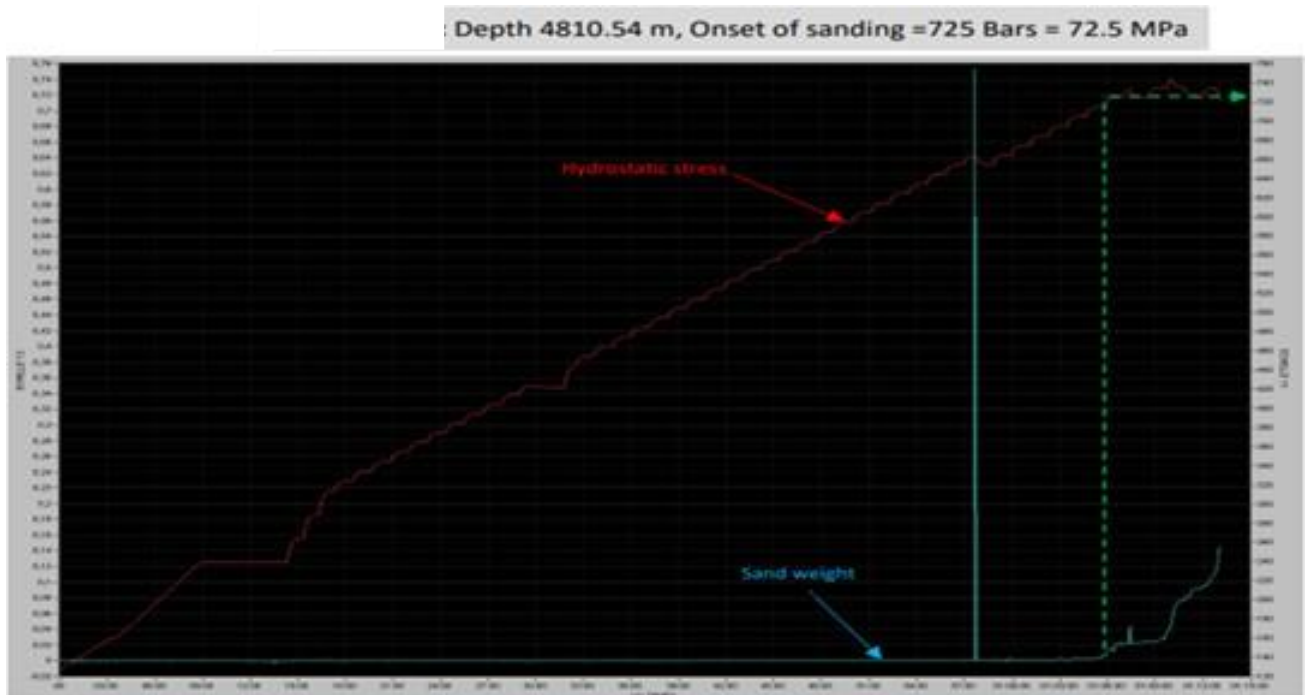


FIGURE 2.8 – Analyse Géomécanique ou Pétro physique.

Analyse géomécanique ou pétro physique, illustrant le début de la production de sable ("Onset of sanding") à une profondeur de **4810.54 mètres**, sous une contrainte de **725 bars (72.5 MPa)**.

2.2.2 Caractérisation de la résistance des formations

Estimation de l'UCS et des propriétés élastiques à partir des logs soniques

Pour obtenir une évaluation continue de la résistance de la roche le long des puits, des corrélations empiriques ont été développées et calibrées en utilisant les données de logs soniques dipolaires (V_p , V_s) et les résultats des tests UCS et triaxiaux sur carottes.

La résistance UCS est estimée en utilisant une corrélation basée, par exemple, sur le module de Young dynamique (E_{dyn}) :

$$UCS = K * (E_{dyn})^n$$

Où E_{dyn} est calculé à partir des vitesses $V_p=V_s$ et de la densité ρ :

$$E_{dyn} = \rho * V_p^2 * \frac{(1+v)(1-2v)}{(1-v)} \quad (5.2)$$

Les constantes K et n sont déterminées par régression sur les données de laboratoire disponibles pour le champ Taouil. D'autres formes de corrélations, impliquant

éventuellement la porosité (ϕ) ou les temps de transit, peuvent aussi être utilisées.

Cette approche a permis de générer des profils continus d'UCS et de modules élastiques pour les puits étudiés, mettant en évidence les intervalles les plus faibles (UCS < 61.73 MPa, E < 36.25 GPa), principalement localisés dans les unités M1 et M2 du réservoir Silurien F6.

2.2.3 Modélisation de la production de sable

a. Modèle géomécanique 3D

Afin de mieux comprendre la distribution spatiale des risques et l'évolution des contraintes avec la production, un modèle géomécanique 3D du champ Taouil a été construit. Ce modèle intègre :

- La géométrie structurale (failles, horizons clés).
- La distribution spatiale des faciès et des propriétés pétro physiques.
- La distribution des propriétés mécaniques (UCS, E, ν , angle de friction, cohésion) extrapolées à partir des données de puits (logs calibrés avec les valeurs moyennes : UCS=73.83 MPa, E=46.95 GPa, ν =0.295 ; et minimales : UCS=50.45 MPa, E=27.17 GPa, ν =0.192).
- L'état de contrainte in-situ initial (magnitudes et orientations de S_v , S_{Hmax} , S_{Hmin} , OBG moyen 131.39 MPa).
- Les variations minéralogiques spatiales (en particulier la teneur en smectite).

Ce modèle permet de simuler l'évolution des contraintes autour des puits en fonction de la déplétion et de prédire les zones où les critères de rupture de la roche sont susceptibles d'être atteints.

b. Modèle prédictif de risque

Le modèle prédictif de risque de production de sable intègre des paramètres géomécaniques (comme la taille critique des grains de 0,1–0,2 mm, la contrainte hydrostatique seuil de 72,5 MPa et la résistance UCS), pétro physiques (porosité, perméabilité) et opérationnels (drawdown, taux de production) pour anticiper les risques dans les puits pétroliers.

En combinant des critères de rupture (Mohr-Coulomb), des simulations numériques

(FEM) et des approches statistiques (machine Learning), ce modèle permet d'identifier les zones fragiles, Validé par des essais en laboratoire et des données de puits, il aide à minimiser les dommages tout en tenant compte des limites comme l'hétérogénéité du réservoir.

Références : Études citées (ex. seuil à 72.5 MPa), API RP 58 (Sand Control Testing), et travaux récents sur l'IA en géosciences

TABLE 2.5 – Facteurs influençant la production de sable

Catégorie	Paramètres	Impact sur la production de sable
Propriétés de la Roche	- Taille des grains (0.1 mm à 0.2 mm = zone critique) - Porosité - Perméabilité - Cimentation	- Grains fins + faible cimentation → Risque accru - Perméabilité élevée → Migration Facilitée
Contraintes Mécaniques	- Contrainte hydrostatique (ex. 72.5 MPa à 4810 m) - Contrainte effective - Résistance (UCS)	Dépassement de la contrainte critique → Rupture des grains → Libération
Conditions de Production	- Taux de production - Chute de pression - Taux de drawdown	Drawdown excessif → Déstabilisation de la matrice
Fluides et Environnement	- Viscosité des fluides - Salinité - Présence d'argiles	Fluides corrosifs/argiles gonflantes → Perte de cohésion

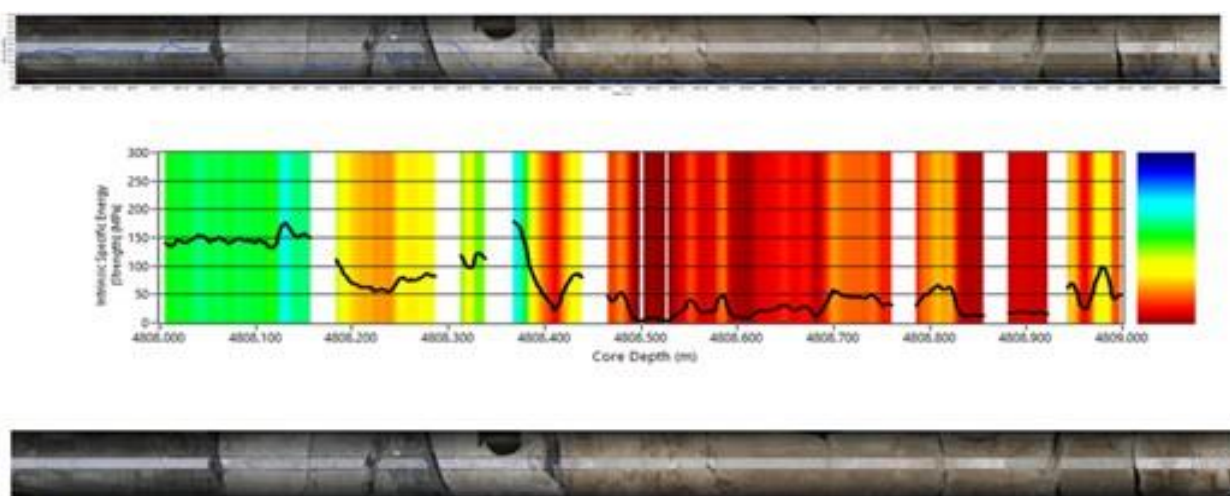


FIGURE 2.9 – Tests réalisés sur carotte.

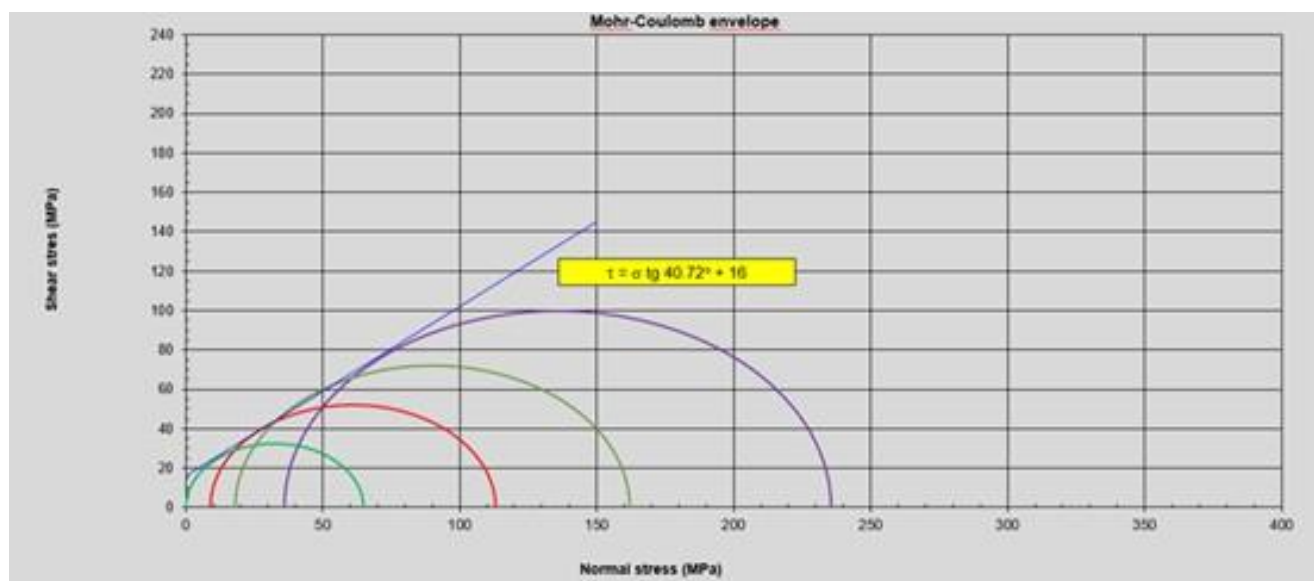


FIGURE 2.10 – Mohr-coulomb enveloppe.

2.3 Définition des zones critiques

En combinant les résultats de l'analyse géomécanique (profils UCS, E), la modélisation des contraintes, l'analyse minéralogique (teneur en smectite) et l'historique de production de sable (pro- venant principalement de M1/M2), une cartographie du risque de production de sable a été réalisée. Les zones suivantes ont été identifiées comme particulièrement critiques :

- Zone Nord du champ** : Caractérisée par un risque élevé à très élevé, principalement en raison de la conjonction de faibles valeurs d'UCS (fréquemment < 61.73 MPa) et/ou de modules de Young (< 36.25 GPa) dans les intervalles M1 et M2, et d'une teneur en smectite significativement plus élevée dans l'unité M1.
- **Zone Centre du champ** : Présente un risque modéré à élevé, avec des variations locales importantes. Les unités M1 et M2 y sont également souvent mécaniquement faibles.
- **Zone Sud du champ** : Le risque est généralement considéré comme plus faible, avec des formations globalement plus compétentes. Cependant, des problèmes de sable peuvent survenir locale- ment dans des intervalles spécifiques des unités M1 et M2, ou lors de conditions de production agressives.

2.4 Impact opérationnel des problèmes de sable

2.4.1 Analyse de l'érosion et des dommages aux infrastructures

La production de sable, même à de faibles concentrations (ex : 5 ppmv), peut entraîner des volumes considérables de solides (plusieurs tonnes par an pour un puits produisant 10 000 b/j) et causer des dommages significatifs par érosion et/ou colmatage à travers l'ensemble du système de production [3, 6]. Les principaux impacts observés ou potentiels sur le champ Taouil incluent :

- **Équipements de fond de puits :**

- Usure accélérée des tubages, des complétions et des équipements associés.
- Accumulation de sable dans le puits (remplissage), pouvant couvrir les perforations, réduire l'influx et nécessiter des opérations de nettoyage coûteuses (*cleanout*) [3].
- Dans les cas sévères, création de vides derrière le tubage pouvant mener à son effondrement et à une perte totale du puits [3].

- **Pour les mesures préventives en utilisé le Multifinger Caliper. Le Multifinger Caliper (MFC) est un outil clé de surveillance préventive utilisé pour évaluer l'intégrité mécanique du tubage et détecter les signes indirects de production de sable. Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour :**

- Détecter les **déformations du tubage** (corrosion, écrasement, érosion).
- Surveiller l'**usure due à la production de sable**.
- Évaluer l'**intégrité du puits** dans le temps.

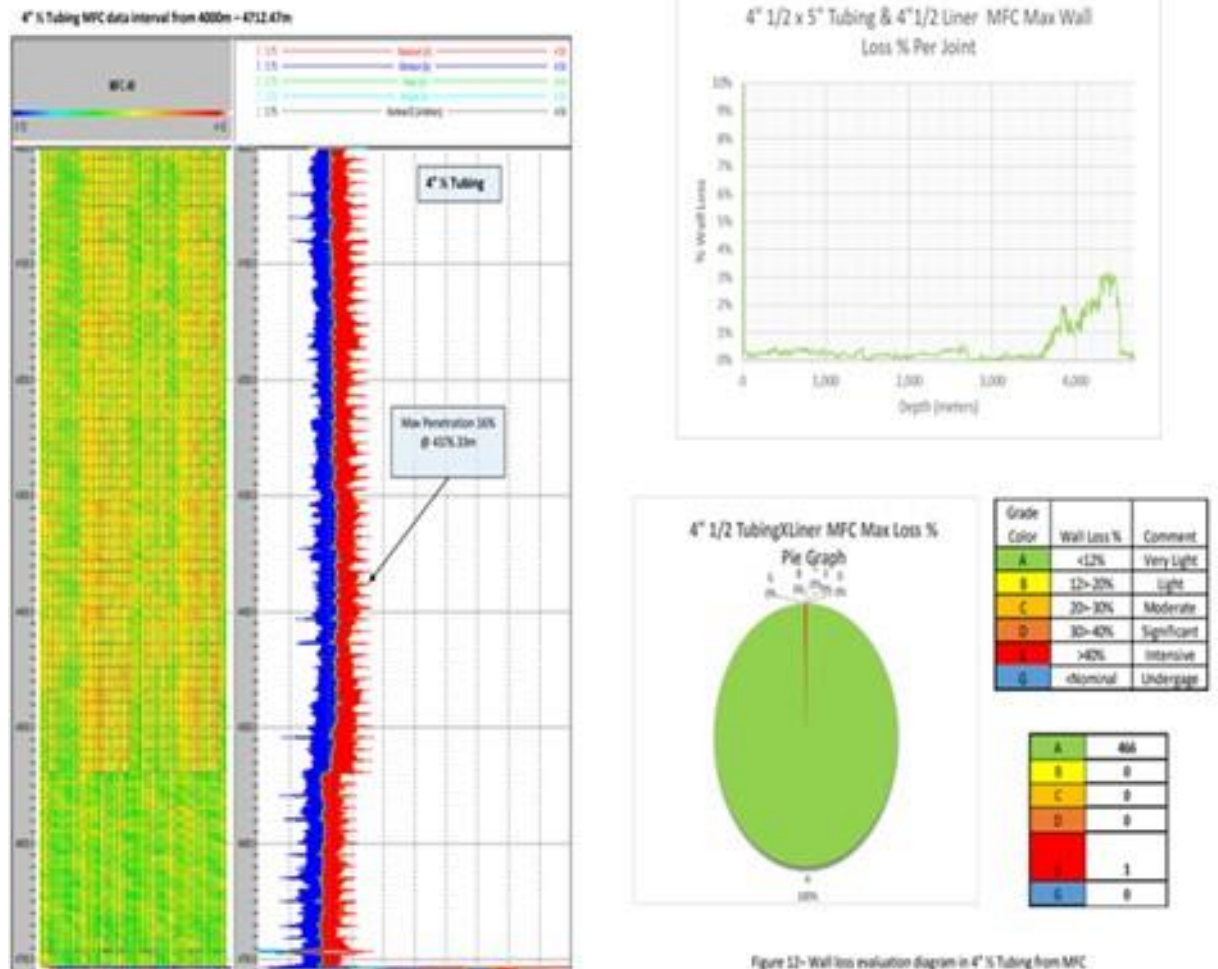


Figure 12- Wall loss evaluation diagram in 4" 5/8 Tubing from MFC

FIGURE 2.11 – Log de Corrosion.

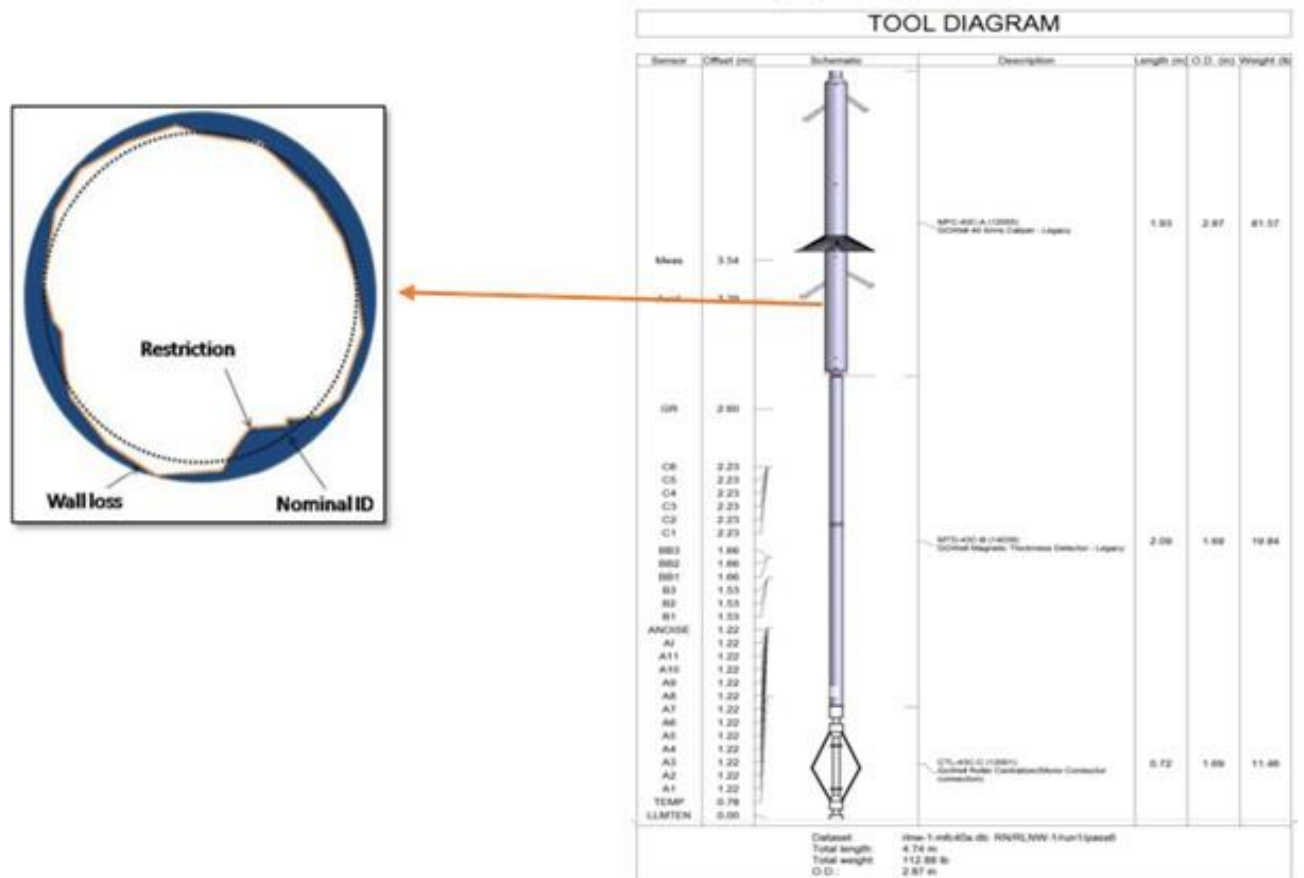


FIGURE 2.12 – MFC tool.

TABLE 2.6 – Résumé des résultats MFC et leurs implications

Résultats Clés du MFC	
Pénétration Maximale	16% à 4376.33 m (Figure 10), indiquant une usure localisée.
Perte de Paroi Maximale	6.0% à la même profondeur (4376.33 m).
Note	Cette estimation est qualitative , car le MFC ne détecte pas la corrosion externe (se base sur le OD fixe).
Interprétation et Implications	
Usure Localisée	La pénétration de 16% suggère une érosion ou corrosion interne, potentiellement liée à : • Production de sable (abrasion des parois). • Conditions de flux turbulent (cavitation, impacts de particules).
Risques Associés	• Réduction de l'intégrité mécanique du tubing à 4376.33 m. • Potential leak path si l'usure progresse.

— **Équipements de surface :**

- **Érosion :** Usure rapide des composants soumis à des vitesses élevées ou des changements de direction : têtes de puits, coudes et tés des lignes d'écoulement, et surtout les vannes de réglage (chokes) qui peuvent nécessiter des remplacements fréquents (parfois quotidiens dans les cas extrêmes) [6]. L'érosion est exacerbée par l'angularité et la dureté des grains de sable [3]. La norme API RP 14E fournit des limites de vitesse pour minimiser l'érosion, mais les pics de production de sable peuvent rapidement dépasser ces seuils [3, 6].



FIGURE 2.13 – Érosion des équipements de surface par écoulement sableux

- **Domages aux séparateurs** : L'accumulation de sable réduit le volume utile et le temps de résidence, diminuant l'efficacité de la séparation huile/eau/gaz. Les solides fins ($< 30 \mu\text{m}$) peuvent stabiliser les émulsions à l'interface huile/eau, compliquant la séparation. L'accumulation favorise aussi la corrosion sous dépôt (par bactéries sulfato-réductrices) [3, 6]. Les systèmes de nettoyage (ex : jetting) requièrent des interventions et sont parfois insuffisants.
- **Problèmes dans le traitement d'eau produite** : Les solides moyens ($25 \mu\text{m}$ à

200 μm) entraînés dans l'eau peuvent colmater/éroder les équipements (hydrocyclones, flottation) et augmenter la teneur en huile/graisse. Ils peuvent aussi accroître la contre-pression lors de la réinjection [6].

- **Autres équipements** : Usure des pompes, colmatage des échangeurs de chaleur, dysfonctionnement des instruments de mesure.
- **Coûts et Risques Associés** :
 - **Coûts opérationnels (OPEX) élevés** : Maintenance fréquente, interventions (workover/nettoyage), remplacement d'équipements, coûts de séparation, nettoyage, transport et élimination (potentiellement dangereuse) des sables [3].
 - **Pertes de Production** : Réduction volontaire des débits (approche "Zero Sand Production"), arrêts fréquents pour maintenance/nettoyage, voire abandon prématuré de puits [3, 6].
 - **Risques HSE (Hygiène, Sécurité, Environnement)** : Défaillance catastrophique d'équipements sous pression (érosion), exposition du personnel (nettoyage/élimination), gestion des déchets contaminés [3].

L'analyse de ces impacts sur le champ Taouil souligne la nécessité d'une stratégie de gestion adaptée pour prévenir ces problèmes et assurer une exploitation durable et rentable.

2.5 Potentiel d'amélioration par une gestion efficace

Une stratégie de gestion des sables proactive et adaptée pourrait permettre d'augmenter les débits de production, prolonger la durée de vie des équipements et améliorer la récupération finale des réserves.

Conclusion du Chapitre 2 :

L'analyse du champ Taouil a permis d'identifier les unités M1 et M2 du Silurien comme principales sources de production de sable, en raison de leur faible résistance mécanique et de leur cimentation argileuse. Les facteurs géomécaniques et opérationnels contribuent fortement à l'amplification du phénomène. Cette caractérisation détaillée a permis de cartographier les zones critiques du champ (zones Nord et Centre) et de poser les bases nécessaires pour proposer des solutions adaptées, développées dans le chapitre suivant

Chapitre 3

Solutions de gestion des sables et leur mise en œuvre pour TAOUIL

Introduction du Chapitre 3 :

À la lumière des analyses précédentes, ce chapitre présente une approche intégrée pour la gestion de la production de sable dans le champ Taouil. Il expose les différentes solutions mécaniques (écrans, gravel pack, frac pack), chimiques (consolidation par résine), ainsi que les mesures opérationnelles et de gestion en surface envisageables. L'objectif est de proposer des stratégies adaptées aux zones à risque, en tenant compte des caractéristiques spécifiques du champ et des contraintes techniques et économiques.

3.1 Approche intégrée de gestion des sables

Suite à l'analyse détaillée du problème de production de sable dans le champ Taouil (Chapitre 5), une approche intégrée et dynamique est préconisée. Plutôt qu'une simple sélection de méthode, il s'agit d'adopter un cadre de gestion intelligent (*smart control framework*) tel que décrit par MAHMUD et al. [3]. Ce cadre combine :

- **Prédiction** : Utilisation des modèles géomécaniques et des données de puits pour évaluer le risque de production de sable (voir Section 5.3).
- **Prévention/Contrôle** : Mise en œuvre de mesures pour limiter ou empêcher la production de sable (optimisation opérationnelle, méthodes mécaniques ou chimiques).
- **Surveillance** : Détection et quantification continue ou périodique du sable produit pour ajuster les stratégies.
- **Gestion en surface (si nécessaire)** : Traitement des solides co-produits avec les fluides pour maintenir l'intégrité des installations et la production (approche d'inclusion).

Cette stratégie doit être adaptée aux spécificités de chaque puits ou zone du champ Taouil, en tenant compte des particularités géologiques, géomécaniques et minéralogiques identifiées (faiblesse M1/M2, smectite, etc.).

Les critères de sélection des solutions spécifiques incluent :

- Le mécanisme dominant de production de sable (rupture de matrice, érosion, etc.)
- Les caractéristiques géomécaniques locales (UCS, Module de Young, état de contrainte, utilisant les seuils $UCS < 61.73$ MPa et $E < 36.25$ GPa pour identifier les zones les plus faibles)
- La granulométrie des formations (D10, D50, D90, coefficient d'uniformité - voir Tableau 5.1)
- Les conditions de production actuelles et futures (débit, WOR, déplétion)

- La géométrie et l'état du puits (vertical, dévié, horizontal, neuf, existant)
- La composition minéralogique (particulièrement la teneur en smectite dans l'unité M1)

3.2 Solutions mécaniques (Contrôle)

Les méthodes mécaniques visent à empêcher physiquement les particules de sable d'entrer dans le puits. Plusieurs techniques existent, chacune avec ses avantages et inconvénients. Le choix dépendra fortement des caractéristiques de la formation (granulométrie, homogénéité, résistance), des conditions de production et de la configuration du puits.

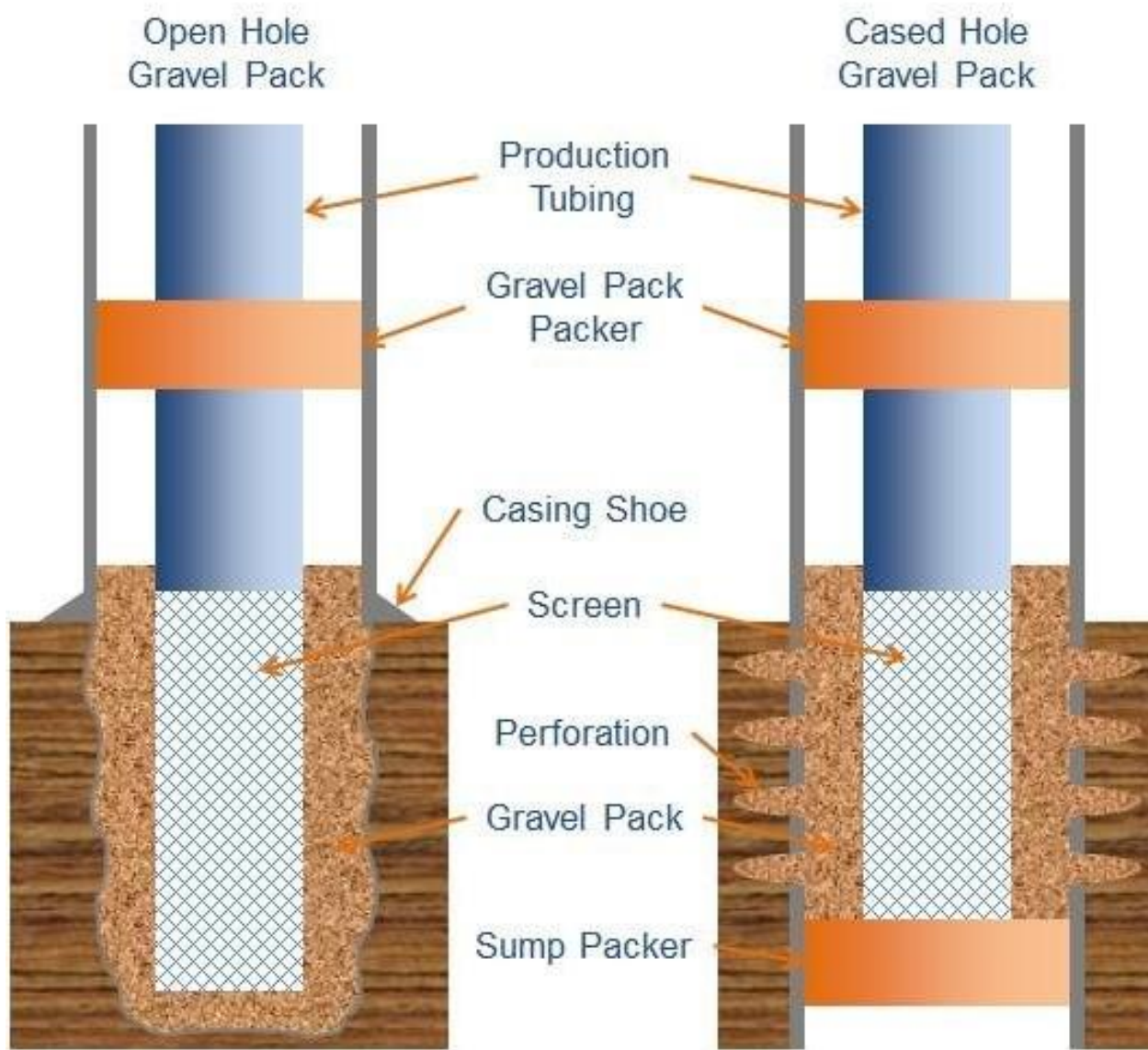


FIGURE 3.1 – Schémas illustrant différentes méthodes de complétion pour le contrôle de sable et leurs domaines d'application généraux (adapté de [Source si connue, e.g., Schlumberger,

Baker Hughes]).

3.2.1 Écrans anti-sable (Sand Screens)

Plusieurs types ont été évalués pour leur applicabilité aux conditions spécifiques de Taouil (réservoirs M1/M2, $D_{10} \approx 90 \mu\text{m}$) :

- **Écrans enroulés (Wire-Wrapped Screens - WWS)** : Adaptée pour puits verticaux/peu déviés, débits modérés. Dimensionnement de l'ouverture (slot size) basé sur D_{10} :

$$\text{Slot Size} \approx (1.5 \text{ à } 2) \times D_{10} \approx 135 \mu\text{m} \text{ m à } 180 \mu\text{m} \text{ m} \quad (\text{ou } 0.005'' \text{ à } 0.007'') \quad (6.1)$$

Une ouverture de 6 gauge ($152 \mu\text{m}$) pourrait être un bon point de départ.

- **Écrans Premium (Mesh Screens)** : Recommandés pour granulométrie plus fine ou moins bien triée, ou si fines argileuses (smectite M1) préoccupantes. Potentiellement plus adaptés aux zones Nord et Centre.
- **Écrans Expansibles (ESS)** : Intéressants pour puits déviés/horizontaux ou reprises (through- tubing). Améliorent support de formation. Applicabilité dépend de l'état du trou.

Le choix final dépendra d'une analyse technique détaillée.

3.2.2 Gravel Pack (GP)

Technique robuste consistant à placer un gravier calibré entre écran et formation/casing. Bien adaptée aux formations M1/M2 potentiellement peu consolidées.

- **GP Conventionnel** : Applicable en OHGP ou CHGP. Dimensionnement du gravier crucial ($D_{50} \text{ formation} \approx 139 \mu\text{m}$). Ratio $D_{50}(\text{gravier})/D_{50}(\text{formation})$ typiquement 5-8 [10] :

$$D_{50_{\text{gravier}}} \approx (5 \text{ à } 8) \times 139 \mu\text{m} \approx 695 \mu\text{m} \text{ m à } 1112 \mu\text{m} \text{ m} \quad (6.2)$$

Cela correspond à 16/30 ou 20/40 mesh. Le choix du fluide porteur doit considérer la smectite (utiliser saumures KCl ou inhibiteurs d'argile).

- **Pack à haut débit (HRWP)** : Variante recommandée pour longs intervalles ou puits déviés. Nécessite bonne gestion fluide.
- **Réparation de Gravel Packs défailants** : Pour les puits existants où le GP a échoué, des techniques de réparation peuvent être envisagées. Cela peut inclure le placement d'un "Internal Gravel Pack" (IGP) en utilisant des agents consolidants (comme les proppants enrobés de résine mentionnés dans la documentation FUSION) pour rétablir

le contrôle du sable à l'intérieur de l'écran existant, ou des techniques de "squeeze" pour sceller la zone défaillante avant de reperforer et potentiellement réaliser un nouveau traitement (e.g., HRWP avec proppants consolidants). Ces interventions sont souvent réalisables sans appareil de forage (rigless).

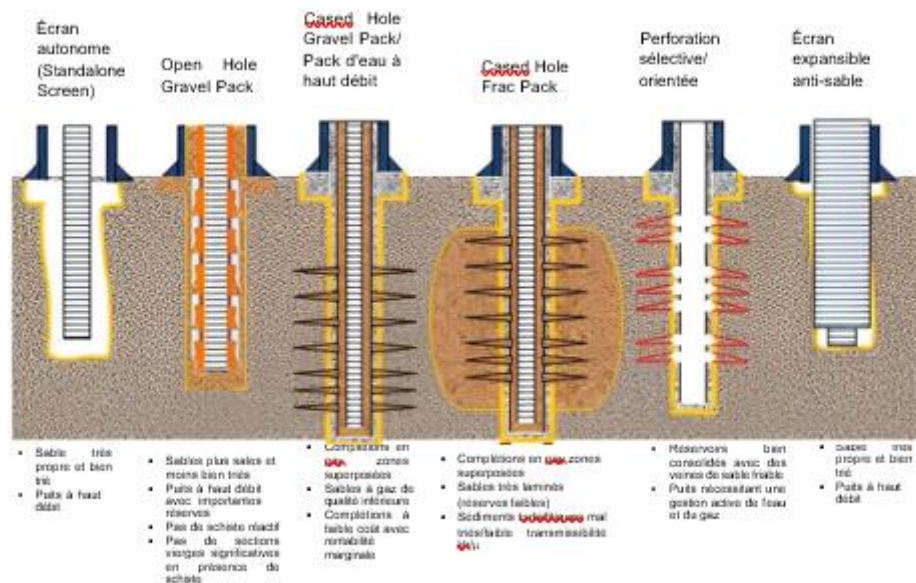


FIGURE 3.2 – Schémas comparatifs d'une complétion Gravel Pack en trou ouvert (OHGP, gauche) et en trou tubé (CHGP, droite).

3.2.3 Frac Pack (FP)

Combine fracturation hydraulique courte/large avec Gravel Pack. Attrayant si :

- Perméabilité modérée/faible ou dommage près du puits.
- Stimulation souhaitée en plus du contrôle sable.
- Contraintes in-situ permettent fracture stable.
- **Contrôle du reflux de proppant** : Le reflux de proppant après fracturation peut être un problème majeur. L'utilisation de proppants enrobés de résine (Resin Coated Proppants - RCPs), tels que ceux décrits dans la documentation FUSION, peut être intégrée au design du Frac Pack. Ces RCPs consolident le pack de proppant in-situ, même dans des conditions de faible contrainte de fermeture ou de basse température, réduisant ainsi significativement le risque de reflux et assurant la durabilité du traitement.

Pour Taouil, envisageable dans zones [Centre/Nord ?] où UCS faible mais permet fracture

contrôlée (e.g., $UCS > 50.45 \text{ MPa}$ mais $< 61.73 \text{ MPa}$). Design optimisé via modèle géomécanique.

3.2.4 Techniques Alternatives et Réparatrices utilisant des Proppants Consolidants

Au-delà des méthodes conventionnelles, des techniques utilisant des proppants spécialement conçus pour se consolider en place (comme les systèmes FUSION décrits dans la documentation fournie) offrent des solutions innovantes, particulièrement pour les interventions sur puits existants ou dans des conditions difficiles (faible contrainte, basse température, présence de fines).

- **Complétions sans écran (Screenless Completions)** : Cette approche consiste à placer un pack de proppant consolidant (souvent via une technique de type Frac Pack ou HRWP) directement en face des perforations, sans utiliser d'écran mécanique. Le pack consolidé agit lui-même comme un filtre perméable.
 - *Avantages* : Peut réduire les coûts de complétion (pas de matériel d'écran), permet un accès complet au puits après forage du bouchon de proppant excédentaire, combine stimulation et contrôle du sable/fines, et peut être appliqué via des interventions rigless.
 - *Applicabilité pour Taouil* : Potentiellement intéressant pour les nouveaux puits dans les zones à risque modéré ou pour des interventions de réparation sur des puits existants où les écrans ont échoué ou ne sont pas réalisables. Particulièrement pertinent pour protéger les équipements de levage artificiel (ESP) des solides.
- **Remédiation des fines de formation** : Dans les cas où la production de fines (argiles, silts) est le problème principal plutôt que le sable de la matrice, un petit volume de proppant consolidant peut être placé sélectivement en face des perforations pour agir comme un filtre retenant ces fines, tout en maintenant la productivité.
- **Consolidation/Support de la formation** : Dans des formations très peu consolidées, l'injection de proppants consolidants peut aider à stabiliser la roche autour du puits, en complément ou en alternative aux injections de résine traditionnelles (Section 6.3).

Ces techniques nécessitent une conception soignée (choix du proppant, de l'activateur, du fluide porteur) adaptée aux conditions spécifiques du puits (température, contraintes, type de solides à contrôler) et un placement précis.

3.3 Solutions chimiques (Consolidation/Stabilisation)

Ces méthodes visent à augmenter la cohésion de la formation près du puits en liant les grains de sable entre eux. Elles sont souvent considérées pour des interventions sur puits

existants ou pour traiter des intervalles de production courts.

3.3.1 Injection de résine

C'est la méthode chimique la plus courante.

- **Types de résines** : Plusieurs types existent (époxy, furane, phénol-formaldéhyde, uréthane, etc.) [3]. Le choix dépendra de la température de fond du puits à Taouil (BHST > 137 °C?), de la minéralogie (présence d'argiles sensibles comme la smectite), et de la compatibilité avec les fluides de formation et de traitement.
- **Objectif** : Créer une zone consolidée de quelques dizaines de centimètres autour du puits, augmentant significativement l'UCS local (cible > 75 MPa?) tout en préservant une perméabilité résiduelle acceptable (typiquement 50-80% de la perméabilité initiale) [3].
- **Protocole d'injection** : L'application est critique et nécessite un protocole rigoureux multi-étapes (nettoyage acide, pré-flush, injection contrôlée de la résine et du catalyseur, post-flush, temps de cure suffisant - souvent > 24h) pour assurer un placement uniforme et efficace [3, 6].
- **Limitations et Applicabilité pour Taouil** : Les principales limitations sont le coût élevé, la difficulté d'assurer un placement homogène sur de longs intervalles, et la réduction potentielle de perméabilité [3, 6]. Pour Taouil, cette technique pourrait être envisagée pour des réparations ponctuelles sur des intervalles courts (< 5-10m ?) dans des puits existants, particulièrement dans les zones à risque modéré (Zone Centre) où une consolidation locale pourrait suffire. Un test pilote serait nécessaire.

3.3.2 Consolidation chimique alternative

Silicates de sodium, polymères, ciments micronisés. Potentiellement moins durables/efficaces. Nécessitent études labo.

3.4 Optimisation des paramètres opérationnels et Gestion en Surface

Ces approches visent soit à prévenir la production de sable en contrôlant les conditions de production (approche préventive), soit à gérer le sable produit en surface (approche d'inclusion). Elles sont applicables aux puits à faible risque (Zone Sud de Taouil) ou en complément des méthodes mécaniques/chimiques dans les zones à risque plus élevé.

3.4.1 Optimisation des paramètres de production (Prévention)

Gestion des débits (Choke Management) : Réduire le débit diminue les forces

d'entraînement hydrodynamique et le drawdown, réduisant ainsi le risque de mobilisation du sable. Il est crucial d'estimer les débits critiques (Q_{crit}) par puits ou par zone, en utilisant les modèles prédictifs calibrés avec les données locales (UCS, E, granulométrie, etc.). Des démarrages progressifs après un arrêt (*ramp-up*, ex : [taux] bbl/j/h) sont également recommandés pour éviter les chocs de pression [3].

Gestion de la pression (Drawdown Control) : Limiter le drawdown maximum autorisé (ΔP_{max}) en dessous du seuil critique de rupture de la formation, estimé via les modèles de stabilité de puits ou l'indicateur SPI.

$$\Delta P_{max} \approx C(E, \nu) \times UCS - \Delta P_{safe} \quad \text{(Forme simplifiée)} \quad (6.3)$$

Le suivi en temps réel de la pression de fond (via jauges permanentes si disponibles) est idéal pour une gestion dynamique du drawdown.

Gestion de l'eau : La production d'eau augmente significativement le risque, surtout avec la présence de smectite (unité M1). Les stratégies incluent :

- Surveillance étroite du WOR et détection précoce des percées d'eau.
- Utilisation potentielle d'inhibiteurs d'argile (saumures KCl, polymères cationiques) dans les fluides de complétion ou de traitement pour stabiliser les argiles.
- Évaluation de la faisabilité technique et économique de techniques de contrôle des venues d'eau (*water shut-off*) dans les puits concernés.

3.4.2 Gestion en surface (Approche d'inclusion)

Lorsque la production de sable ne peut être totalement évitée ou qu'une approche d'inclusion est choisie (potentiellement pour augmenter les débits au-delà des limites "sans sable"), un système de gestion des solides en surface est indispensable pour protéger les installations et maintenir la production [6]. Cette approche, bien que nécessitant des investissements en équipements de surface (CAPEX), peut s'avérer économiquement avantageuse en réduisant les interventions de fond (OPEX) et en maximisant la production d'hydrocarbures. Le processus complet inclut typiquement [3, 6] :

Séparation : Isoler les solides des fluides produits le plus en amont possible.

Technologie cyclonique (Desanders) : C'est la technologie clé pour une séparation efficace. Les **Wellhead Desanders (WHD)** sont particulièrement intéressants pour Taouil. Installés juste avant ou après le Duse, ils utilisent l'énergie de pression du puits (chute de pression typique de 30-50 psi) pour générer des forces centrifuges élevées (400-5000 g) qui séparent efficacement (>95-98% pour des tailles > 10 μm à 25 μm) les solides (sable, proppant, produits de corrosion) des fluides multiphasiques (gaz, huile, eau) [6]. Ils protègent ainsi tous les équipements aval (Duse, lignes, séparateurs). Leur conception compacte les rend adaptés aux

installations existantes.

D'autres dessableurs peuvent être installés sur les lignes d'eau produite pour protéger les systèmes de traitement d'eau [3, 6].

Les séparateurs conventionnels peuvent être équipés de systèmes de jetting ou d'aspiration pour évacuer les sables accumulés, mais cela implique souvent des arrêts et une efficacité limitée [3].

Collecte : Les solides séparés sont collectés dans des accumulateurs dédiés, isolés du flux principal, pour une évacuation périodique [6].

Nettoyage (optionnel) : Si nécessaire pour l'élimination, les sables peuvent être nettoyés des hydrocarbures adsorbés par lavage, traitement thermique ou chimique [3, 6].

Déshydratation : Réduction du volume de boue par élimination de l'eau libre (ex : sacs filtrants, presses à filtre, centrifugeuses) [3, 6].

Transport et Élimination : Évacuation des solides traités vers un site d'élimination agréé (ex : enfouissement, réinjection dans un puits dédié) [3, 6].

L'implémentation réussie de systèmes de gestion en surface, notamment avec des WHD, a permis des augmentations significatives de production et la remise en service de puits arrêtés dans divers contextes (onshore, offshore, deepwater) comme démontré par les études de cas en Mer Caspienne, Indonésie et Mer de Chine Méridionale [6]. Pour Taouil, cette approche pourrait être une solution viable pour les puits les plus problématiques (Zone Nord) où les méthodes d'exclusion sont complexes ou coûteuses, ou pour maximiser la production globale du champ.

3.5 Stratégie de mise en œuvre

Sélection/priorisation basée sur analyse de risque par puits/groupe :

- Risque géomécanique/granulométrique (Zone Nord (faible UCS/E) > Centre > Sud).
- Sévérité/historique production sable (impact M1/M2).
- Potentiel de production.
- Contraintes opérationnelles.
- État du puits.
- Plan d'action préliminaire :
 - **Puits critiques Zone Nord (faible UCS/E)** : Intervention prioritaire (Frac Pack ou écrans Premium + GP si workover possible). Sinon, gestion très stricte débits/drawdown.

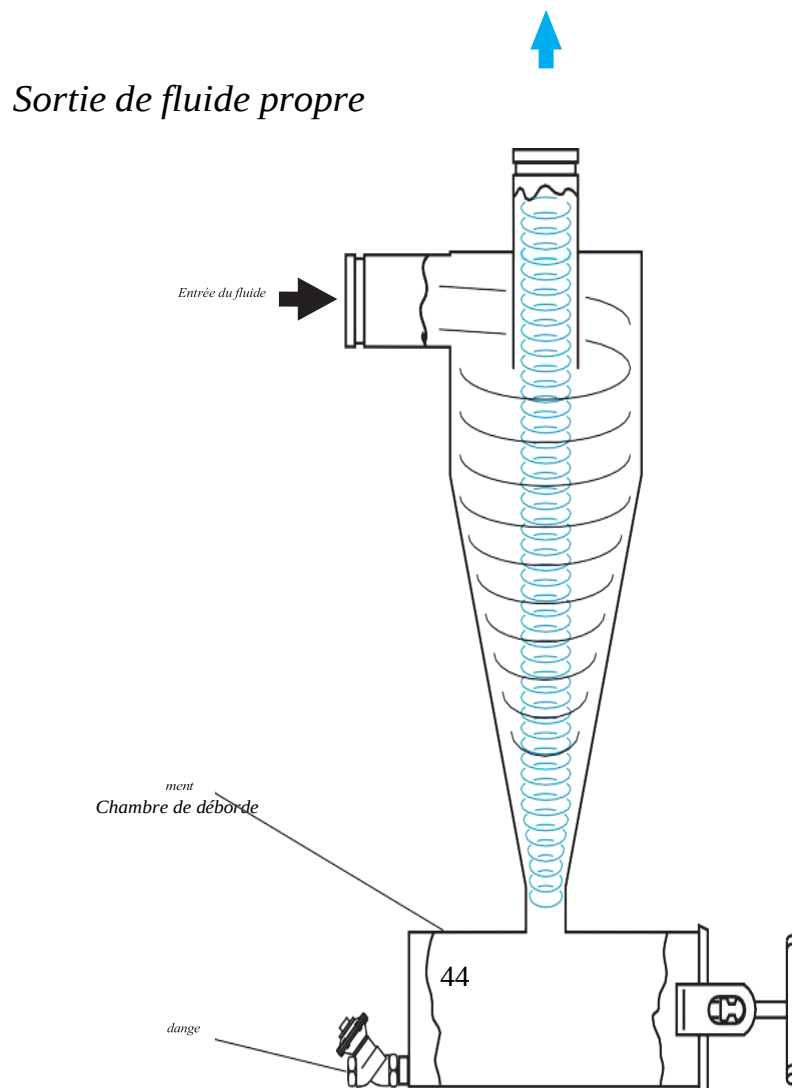
- **Puits Zone Centre** : Évaluation cas/cas (GP/FP pour nouveaux/workovers). Puits existants : test résine ou optimisation opérationnelle.
- **Puits Zone Sud** : Principalement optimisation opérationnelle (respect Q_{crit} , ΔP_{max}). Surveillance.
- Intervention si justifiée.
- **Nouveaux puits** : Contrôle sable systématique dans design pour zones Centre/Nord.

3.6 Système de surveillance et d'optimisation continue

Un programme de surveillance dynamique est essentiel pour évaluer l'efficacité des solutions mises en place et ajuster les stratégies en continu.

3.6.1 Instrumentation et Mesures :

Détecteurs de sable en ligne : Transducteurs acoustiques ou sondes d'érosion installés sur les lignes d'écoulement pour une détection en temps réel des pics de sable [3].



Vanne de vi

FIGURE 3.3 – Schéma de principe d'un hydrocyclone (dessableur) illustrant le mode de séparation des solides.

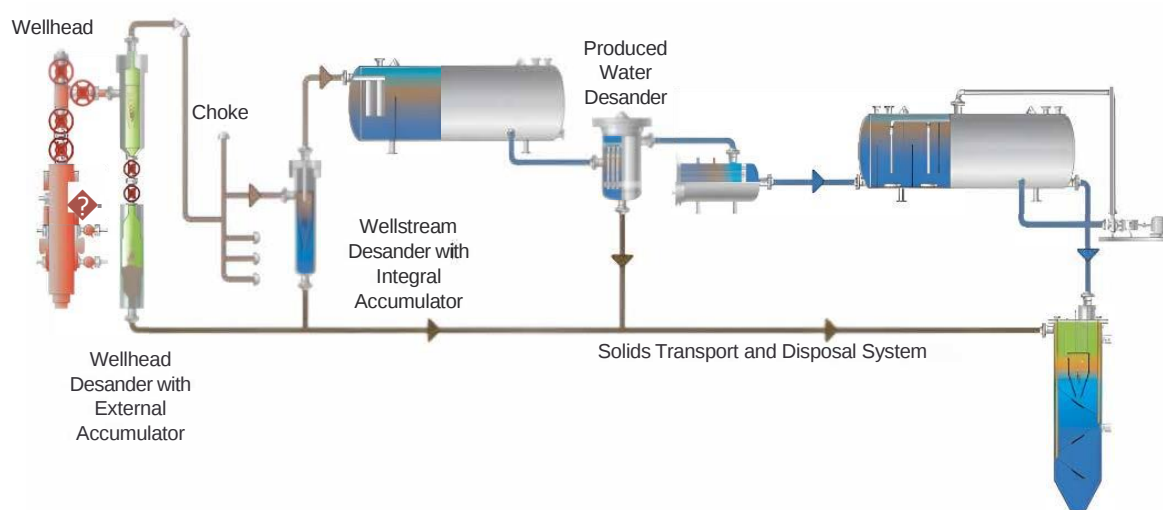


FIGURE 3.4 – Exemple de localisation des équipements de séparation cyclonique (dessableurs, type WHD) dans les installations de surface.

- Échantillonnage régulier : Collecte d'échantillons de fluide en tête de puits pour analyse quantitative (concentration via filtres, tests de décantation) et qualitative (granulométrie, morphologie) du sable produit [3].
- Suivi des paramètres de production : Enregistrement continu des débits (huile, gaz, eau), pressions (tête, fond si possible), température.
- Inspection des équipements : Contrôles non destructifs réguliers (ex : ultrasons) pour évaluer l'érosion interne des lignes, coudes, vannes [3].
- Surveillance de l'état des complétions : Logs de production ou autres diagnostics de puits pour vérifier l'intégrité des écrans/gravel packs.

3.6.2 Indicateurs Clés de Performance (KPI) :

- Tendance de la concentration de sable vs temps, débit, WOR.
- Évolution de l'indice de productivité (PI) des puits.
- Fréquence des interventions liées au sable (nettoyage, réparation).

- d. Taux de défaillance des équipements critiques (chokes, vannes, pompes).
- e. Comparaison Production réelle / Potentiel estimé.

3.6.3 Processus d'amélioration continue :

- a. Revues périodiques (ex : mensuelles, trimestrielles) des données de surveillance et des KPI.
- b. Ajustement des paramètres opérationnels (Q_{crit} , ΔP_{max}) en fonction des observations.
- c. Analyse des retours d'expérience des interventions et des défaillances.
- d. Mise à jour régulière du modèle géomécanique et de la cartographie des risques en intégrant les nouvelles données.

Ce système de surveillance active permettra d'adapter les stratégies de gestion des sables aux évolutions naturelles du réservoir (déplétion, percées d'eau) et d'optimiser la production sur le long terme.

Conclusion du Chapitre 3 :

Les solutions proposées doivent être adaptées aux zones à risque identifiées (notamment M1/M2 dans les zones Nord/Centre), en combinant interventions mécaniques dans les nouveaux puits, consolidations chimiques, optimisation des débits et surveillance continue. La mise en œuvre d'une stratégie dynamique et intelligente permettra de réduire significativement les problèmes de sable, de prolonger la durée de vie des équipements et d'améliorer la productivité globale du champ

Conclusion et Recommandations

Synthèse des résultats

Cette thèse a porté sur l'analyse et la gestion de la production de sable dans le champ pétrolifère de Taouil. Les principaux résultats obtenus sont les suivants :

- La production de sable dans le champ Taouil provient principalement des unités M1 et M2 du réservoir Silurien F6. Elle résulte de la faible résistance mécanique intrinsèque de ces grès, caractérisée par une cimentation souvent faible et de nature argileuse, et une granulométrie de sables fins à moyens.
- Les facteurs géomécaniques jouent un rôle prépondérant. Les faibles valeurs d'UCS (moyenne 73.83 MPa, min 50.45 MPa) et de Module de Young (moyenne 46.95 GPa, min 27.17 GPa), en particulier lorsque $UCS < 61.73$ MPa ou $E < 36.25$ GPa, rendent la formation susceptible à la rupture sous l'effet des contraintes effectives croissantes dues à la déplétion du réservoir (influencée par un OBG moyen de 131.39 MPa).
- Les conditions opérationnelles, notamment les débits de production élevés, les drawdowns importants, and la production d'eau, en particulier en présence de smectite (unité M1), agissent comme des déclencheurs ou des accélérateurs de la production de sable.
- Une méthodologie d'identification des zones à risque, intégrant les données de logs, de carottes, de tests géomécaniques et de production, a permis de cartographier le risque, mettant en évidence les zones Nord et Centre comme étant les plus problématiques en raison de la faible résistance mécanique des unités M1/M2.
- Plusieurs solutions de contrôle (écrans premium, gravel pack, frac pack pour interventions majeures ; injection de résine et optimisation opérationnelle pour puits existants/risque modéré) ont été évaluées pour leur applicabilité.

Conclusion :

La production de sable constitue un défi technique et économique majeur dans l'industrie pétrolière, particulièrement dans les réservoirs peu consolidés comme ceux du champ Taouil. Ce phénomène, s'il n'est pas correctement géré, peut entraîner une dégradation rapide des équipements, des interruptions de production, voire une perte prématurée de puits.

À travers cette étude, nous avons d'abord effectué une revue approfondie des mécanismes de production de sable, des méthodes de prédiction et des techniques de contrôle disponibles. Ensuite, une caractérisation géologique, géomécanique et opérationnelle du champ Taouil a permis d'identifier les unités M1 et M2 du Silurien comme les principales zones à risque. La faiblesse mécanique des formations, la présence de smectite, la déplétion de pression, ainsi que l'augmentation des débits d'eau sont apparues comme des facteurs aggravants.

Enfin, des solutions concrètes ont été proposées selon les conditions spécifiques du champ : écrans anti-sable, gravel pack, frac pack, consolidation chimique, et gestion opérationnelle adaptée. Une approche intégrée combinant prévention, contrôle, surveillance et gestion en surface est recommandée pour garantir une exploitation durable.

Cette étude contribue à l'élaboration de stratégies optimisées de gestion des sables, applicables non seulement au champ Taouil, mais aussi à d'autres gisements présentant des caractéristiques similaires. Des travaux futurs pourraient intégrer des outils numériques plus avancés (modélisation prédictive, IA) pour affiner encore les choix techniques et améliorer la performance globale des puits.

Recommandations

Sur la base des résultats de cette étude, les recommandations suivantes sont proposées pour une gestion optimisée de la production de sable sur le champ Taouil :

1. Pour les nouveaux puits (surtout zones Nord/Centre) :

- Implémenter systématiquement une complétion de contrôle de sable.
- Privilégier Frac Pack si stimulation souhaitée et perméabilité/contraintes le permettent.
- Sinon, sélectionner écran (WWS, Premium, ESS) ou Gravel Pack selon granulométrie locale

Conclusion et Recommandations

($D_{10} \approx 90 \mu\text{m}$), conditions attendues, géométrie puits. Utiliser des fluides compatibles avec les argiles (smectite M1).

2. Pour les puits existants :

- Mettre en œuvre une gestion stricte des paramètres opérationnels ($\text{débit} < Q_{crit}$, $\text{drawdown} < \Delta P_{max}$) basée sur seuils déterminés par puits/zone (en fonction de UCS, E locaux). Démarrages progressifs.
- Envisager workovers avec contrôle mécanique (GP, écrans) pour puits critiques (fort producteurs, problèmes sévères).
- Évaluer injections de résine comme solution palliative pour puits où workover lourd non envisageable et production sable modérée.
- Optimiser stratégies maintien pression. Gérer venues d'eau (surveillance WOR, inhibiteurs argile, water shut-off ?).

3. Monitoring et Surveillance :

- Renforcer programme surveillance (échantillonnage régulier, détecteurs sable).
- Suivi régulier intégrité équipements surface (ultrasons).
- Utiliser données monitoring pour affiner modèles prédictifs et stratégies opérationnelles (amélioration continue).

4. Travaux futurs :

- Affiner modèle géomécanique 3D avec nouvelles données.
- Mener essais pilotes pour valider technologies résine/monitoring.
- Étudier plus en détail impact chimie fluides sur stabilité argiles (smectite M1) et résistance formation.
- Corréler plus finement les propriétés mécaniques (UCS, E, ν) avec la minéralogie détaillée des unités M1 et M2.

La mise en œuvre de ces recommandations devrait permettre de réduire significativement les problèmes liés à la production de sable et d'améliorer la gestion du champ Taouil.

Références bibliographiques

- [1] N. MORITA et P. BOYD, Typical sand production problems: Case studies and strategies for sand control, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* SPE-158240-MS (2012), p. 1-19, DOI: 10.2118/158240-MS.
- [2] C. VEEKEN, D. DAVIES, C. KENTER et A. KOOIJMAN, Sand production prediction review: Developing an integrated approach, in: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* SPE-22792-MS (2009), p. 335-346, DOI: 10.2118/22792-MS.
- [3] H. B. MAHMUD, V. H. LEONG et Y. LESTARIONO, Sand production : A smart control framework for risk mitigation, in : *Petroleum* 6.1 (2020), p. 1-13, DOI : 10.1016/j.petlm.2019.04.002.
- [4] A. NOURI, H. VAZIRI, H. BELHAJ et M. ISLAM, Sand-production prediction: A new set of criteria for modeling based on large-scale transient experiments and numerical investigation, in: *SPE Journal* 11.2 (2006), p. 227-237, DOI: 10.2118/90273-PA.
- [5] M. GEILIKMAN et M. DUSSEAUULT, Fluid rate enhancement from massive sand production in heavy-oil reservoirs, in: *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48.3-4 (2005), p. 223-242, DOI: 10.1016/j.petrol.2005.06.010.
- [6] C. H. RAWLINS, « Sand Management Methodologies for Sustained Facilities Operations », in: *SPE North Africa Technical Conference & Exhibition*, **SPE-164645-MS**, Cairo, Egypt, avr. 2013, DOI: 10.2118/164645-MS.
- [7] C. CHANG, M. ZOBACK et A. KHAKSAR, Empirical relations between rock strength and physical

Références bibliographiques

- properties in sedimentary rocks, in: *Journal of Petroleum Science and Engineering* 51.3-4 (2006), p. 223-237, DOI : 10.1016/j.petrol.2006.01.003.
- [8] M. TIXIER, G. LOVELESS et R. ANDERSON, Estimation of formation strength from the mechanical-properties log, in: *Journal of Petroleum Technology* 27.3 (2012), p. 283-293, DOI: 10.2118/4532-PA.
- [9] W. PENBERTHY et C. SHAUGHNESSY, *Sand Control*, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1992, ISBN: 978-1-55563-005-8.
- [10] R. SAUCIER, Considerations in gravel pack design, in: *Journal of Petroleum Technology* 26.2 (1974), p. 205-212, DOI: 10.2118/4030-PA.
- [11] J. BELLARBY, *Well Completion Design*, Amsterdam: Elsevier, 2009, ISBN: 978-0-444-53210-7.
- [12] J. CARLSON, D. GURLEY, G. KING, C. PRICE-SMITH et F. WATERS, Sand control: Why and how? in: *Oilfield Review* 4.4 (2010), p. 41-5

