

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de MASTER

Présenté par

AMOURAT Mehdiya

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des hydrocarbures

**L'impact de l'opération workover sur la performance économique
des puits producteurs de pétrole**

Devant le jury :

Mme	NAIT BELCACEM	Salima	UMBB	Présidente
Mr	DEBBOUZINE	Mohamed	UMBB	Examineur
Mr	BOUHRI	Abdelkader	UMBB	Examineur
Mlle	YASSA	Yasmine	UMBB	Promotrice

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

*Avant toute chose, je remercie **ALLAH** de m'avoir donné la force et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail.*

J'exprime ma gratitude infinie à mes chers parents, ma sœur, mes frères, mon oncle Ahmed et mes grandes mères, pour leur amour inconditionnel, leur soutien indéfectible et leurs sacrifices qui m'ont permis d'atteindre mes objectifs.

*Mes remerciements les plus sincères vont à ma belle promotrice Mlle **YASSA Yasmine**, pour ses précieuses orientations, pour sa guidance éclairée, sa disponibilité et ses conseils avisés tout au long de la réalisation de ce mémoire.*

Je tiens à exprimer ma vive reconnaissance aux membres du jury qui me font l'honneur d'évaluer ce travail.

*Je tiens à remercier vivement Monsieur **BOUFIDJELINE Aïssa**, Chef du Département Assistance aux Opérations, pour tout ce qu'il a fait pour moi durant mon stage, j'ai beaucoup appris grâce à son expertise, son énergie positive inépuisable et ses encouragements m'ont donnée la motivation nécessaire pour me dépasser chaque jour.*

*Ainsi que Monsieur **FODIL Aïssa**, mon promoteur, pour m'avoir accueilli et guidé durant mon expérience professionnelle enrichissante.*

*Je voudrais remercier également Monsieur **BOUCHACHI Noureddine** et Monsieur **BOUCHAMA Mohamed** pour les informations fournies sur le lieu du stage.*

Ma reconnaissance va aussi à mes anciens professeurs pour les enseignements précieux reçus durant mon parcours.

Enfin, je remercie du fond du cœur mes amis et de tous ceux qui m'aiment pour les moments inoubliables partagés ensemble.

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ "أَنْ اشْكُرْ لِي وَلِوَالِدَيْكَ إِلَيَّ الْمَصِيرُ"

Je dédie ce travail à mes chers parents.

Liste des figures

Figure I. 1 : La durée de vie d'un gisement.....	4
Figure I. 2: Processus de découverte.....	5
Figure I. 3: Profil sismique 2D.	Figure I. 4: Profil sismique 3D.....
7	
Figure I. 5: Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI	17
Figure II. 1 : Maintien de pression par injection d'eau et de gaz.	24
Figure II. 2 : Puits horizontal.....	25
Figure II. 3: Puits en J	26
Figure II. 4: Puits en S.....	26
Figure II. 5 : Puits latéraux (Side-track).....	27
Figure II. 6 : Puits conventionnel et non conventionnel.	28
Figure II. 7: Tête de puits	30
Figure II. 8 : Equipement de well testing.	32
Figure II. 9: Unité de Wireline et slickline.....	33
Figure II. 10: Principe de fracturation et acidification.....	34
Figure II. 11: Unité de Coiled tubing.	35
Figure II. 12 : Unité de snubbing.....	36
Figure III. 1 : Unité de workover.....	41
Figure III. 2: Organigramme de déroulement générale du Workover	46
Figure III. 3: Exemple répartition des couts d'un workover.	50
Figure III. 4: Historique des réalisations annuelles de Workover entre 2012 et 2023	51
Figure IV. 1 : Organigramme de la macrostructure de SONATRACH	55
Figure IV. 2: Organigramme de la division production	57
Figure IV. 3 : Organigramme de l'AOP	58
Figure IV. 4: Evolution mensuel de la production et les productivités du puits N°01	62
Figure IV. 5: Evolution mensuel de la production et les productivités du puits N°02	66

Figure IV. 6 : Evolution mensuel de la production et les productivités du puits N°03	70
Figure IV. 7 : CAPEX puits N°01.....	73
Figure IV. 8: CAPEX puits N°02	74
Figure IV. 9: CAPEX puits N°03	75
Figure IV. 10 : Evolution des couts variables durant le cycle de vie du puits N°01	76
Figure IV. 11 : Evolution des couts variables durant le cycle de vie du puits N°02	77
Figure IV. 12: Evolution des couts variables durant le cycle de vie du puits N°03	78
Figure IV. 13 : Evolution des cash-flows actualises du puits N°01.....	80
Figure IV. 14 : Evolution des cash-flows actualises du puits N°02.....	82
Figure IV. 15 : Evolution des cash-flows actualisés du puits N°03.....	83

Liste des tableaux

Tableau IV. 1: Fiche technique des puits	59
Tableau IV. 2 : Les zones non-économique de la période avant workover du puits N°01	63
Tableau IV. 3 : Les zones non-économiques de la période après workover du puits N°01	64
Tableau IV. 4: Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°01 ...	64
Tableau IV. 5 : Les zones non-économique de la période avant workover du puits N°02	67
Tableau IV. 6 : Les zones non-économique de la période après workover du puits N°02.....	68
Tableau IV. 7 : Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°02 ..	68
Tableau IV. 8: Les zones non-économique de la période avant workover du puits N°03	71
Tableau IV. 9 : Les zones non-économique de la période après workover du puit N°03	72
Tableau IV. 10 : Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°03	72
Tableau IV. 11 : Les hypothèses économiques.....	79
Tableau IV. 12 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°01	81
Tableau IV. 13 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°02	82
Tableau IV. 14 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°03	84
Tableau IV. 15 : Résultats finaux des indicateurs de la performance des puits.....	85

Liste des abréviations

2D :	Deux Dimensions
3D :	Trois Dimensions
4D :	Quatre Dimensions
ARH :	Autorité de Régulation des Hydrocarbures
AST :	Division Association
Bbl :	Baril
BOP :	Blow Out Preventer
CAPEX :	Capital Expenditures
CF :	Cash-Flow
COM :	Commercialisation
CT :	Coiled Tubing
CTD :	Coiled Tubing Drilling
DP :	Division Production
DST :	Drill Stem Testing
DTM :	Demobilization-Transport-Mobilization
E&P :	Exploration et Production
ERC :	Enrichissement Relatif au Capital
ERP :	Enterprise Resource Planning
EXP :	Division Exploration
FOR :	Division Forage
GNL :	Gaz Naturel Liquéfie
GOR :	Gas Oil Ratio
HSEQ :	Health- Safety- Environment- Quality
IP :	Indice de Profitabilité
LAB	Division Laboratoire
LQS :	Liquéfaction et Séparation
OPEX :	OperationExpenses
PED :	Division Petroleum Engineering et Développement
POD :	Plan Of Developement
POT :	Pay Out Time
PPH :	Puits Producteur de Huile
RPC :	Raffinage et Pétrochimie
SAP :	System Analysis Program

SONATRACH :	La Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures.
SR :	Short Radius
ST :	Side Track
TM :	Tonne Métrique
TRC :	Transport par canalisation
TRI :	Taux de Rentabilité Interne
VAN :	Valeur actualisée Nette
WO :	Workover
WOR :	Water Oil Ratio

Table des matières

Remerciements	
Dédicace	
Liste des figures	I
Liste des tableaux	III
Liste des abréviations	IV
Table des matières	VI
Introduction générale	A
Chapitre I: L'activité Exploration-Production	1
Introduction	2
1. Les hydrocarbures : définition et types	3
1.1. Définition	3
1.2. Types d'hydrocarbures.....	3
2. La formation des gisements des hydrocarbures.....	3
2.1. Migration primaire	4
2.2. Migration secondaire	4
3. La durée de vie d'un gisement d'hydrocarbures	4
3.1. L'exploration	5
3.2. La production	8
4. Les différents types de risque de l'activité E&P	10
4.1. Risques Géologiques.....	10
4.2. Risques Environnementaux.....	10
4.3. Risques de Sécurité.....	11
4.4. Risques de Marché.....	11
4.5. Risques Économiques et Financiers	11
5. Les caractéristiques de l'activité l'E&P	11
6. Evaluation des projets E&P.....	12
6.1. Les dépenses inhérentes à l'activité E&P	12
6.2. Les critères d'évaluation d'un projet E&P	15
Conclusion.....	19
Chapitre II: Les puits : Types et interventions	20
Introduction	21
1. Types de puits.....	22

1.1.	En fonction de leur objectif	22
1.2.	En fonction de leur trajectoire	24
1.3.	En fonction de la géologie du réservoir	27
2.	Complétion d'un puits producteur	28
2.1.	Définition	28
2.2.	Objectif d'une complétion.....	29
2.3.	Les équipements de complétion	29
3.	Les interventions sur les puits : définition et types.....	30
3.1.	Définition	30
3.2.	Types des interventions.....	31
4.	Le budget des interventions.....	37
	Conclusion.....	38
	Chapitre III: L'opération Workover	39
	Introduction	40
1.	Définition du Workover	41
2.	Types de workover.....	42
2.1.	Workover de production	42
2.2.	Workover de maintenance.....	43
2.3.	Workover de sécurité	43
3.	Déroulement générale d'un workover	44
3.1.	Établissement du programme	44
3.2.	Opération préliminaire	44
3.3.	Mise en sécurité du puits.....	44
3.4.	Neutralisation de puits	45
3.5.	Observation du puits	45
3.6.	Mise en place de l'unité d'intervention.....	45
3.7.	Mise en place du BOP.....	45
3.8.	L'intervention dans le puits sous contrôle	46
3.10.	Remise en production de puits	46
4.	Tendances émergentes dans les opérations de workover.....	47
5.	Les facteurs qui influencent les opérations workover	47
5.1.	Problèmes techniques.....	47
5.2.	Conditions de puits non prévisibles	47
5.3.	Problèmes de sécurité	48

5.4.	Problèmes logistiques	48
5.5.	Complications opérationnelles	48
5.6.	Problèmes environnementaux	48
5.7.	Problèmes de gestion	48
6.	Comparaison entre le workover et le forage	49
6.1.	Coûts initiaux.....	49
6.2.	Risques	49
6.3.	Temps de production.....	49
6.4.	Production supplémentaire	49
6.5.	Rentabilité à long terme	49
7.	Répartition des couts d'un workover	50
8.	Le workover en Algérie	51
	Conclusion.....	52
Chapitre IV: Evaluation de la performance économique des puits après intervention « WO		
»		53
	Introduction	54
1.	Le groupe SONATRACH	55
1.1.	Présentation générale de SONATRACH	55
1.2.	L'activité Exploration-Production	56
2.	Présentation de l'organisme d'accueil	56
2.1.	Organisation de la Division Production (DP).....	56
2.2.	Département assistance aux opérations (AOP)	58
3.	Présentation des puits étudiés.....	58
3.1.	Critères du choix des puits	58
3.2.	Les spécifications techniques des puits.....	59
3.3.	Raisons et objectifs de l'opération WO	60
4.	Analyse des indicateurs de la performance des puits	61
4.1.	Analyse technique : Etude comparative de la production.....	61
4.2.	Analyse économique : Etude comparative des coûts.....	72
4.3.	Analyse de la rentabilité de l'opération WO	79
5.	Résultats globaux de l'évaluation de la performance des puits.....	85
	Conclusion.....	88
Conclusion générale.....		89
Bibliographie.....		94

Annexes	97
Résumé	102

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière est en quête perpétuelle d'optimisation de la productivité et de la rentabilité de ses actifs. L'exploration efficace, la découverte de gisements rentables et la mise en production réussie exigent une combinaison d'expertise technique de pointe, de technologies innovantes et d'une gestion rigoureuse des risques. Au cœur de cette quête se trouvent les puits de pétrole, éléments clés de l'extraction des hydrocarbures. Leur rentabilité est intimement liée à leur longévité et à l'importance de leur production, facteurs qui dépendent non seulement des caractéristiques initiales du gisement, mais aussi du maintien du puits en bon état.

Dans ce contexte, les opérations de workover occupent une place prépondérante dans l'industrie pétrolière et gazière. Son domaine d'application très étendu en fait un outil incontournable pour faire face aux nombreux défis rencontrés par les exploitants pétroliers. Les opérations de workover sont fréquemment sollicitées lorsque les méthodes de maintenance conventionnelles ne parviennent pas à résoudre efficacement les problèmes identifiés sur un puits.

Notre thème se concentre spécifiquement sur le workover de production qui vise à remédier aux problèmes de production. Il arrive en effet qu'un puits ne produise pas comme prévu, mais que les données du réservoir indiquent qu'une opération de reconditionnement permettrait d'augmenter significativement sa production.

Les défis opérationnels et économiques rencontrés par SONATRACH constituent la principale motivation derrière le choix de ce sujet d'étude. Alors que la baisse de productivité affecte de nombreux puits, la compagnie a intensifié le recours aux opérations workover ces dernières années, dans l'optique de résoudre les problèmes spécifiques et de rétablir des niveaux de production satisfaisants. Cependant, ces opérations représentent des investissements financiers, d'où la nécessité d'en évaluer rigoureusement l'efficacité réelle. Par ailleurs, l'émergence de nouvelles techniques (Short Radius, Slim Hole, Multi draines...etc.) depuis 1990 a permis de diversifier l'activité du workover, offrant ainsi à Sonatrach de nouvelles solutions pour soutenir ses objectifs de production, y compris sur des gisements à fortes contraintes comme Hassi Messaoud.

En prenant en compte les éléments précédemment évoqués, la problématique centrale de cette étude peut être formulée de la manière suivante :

Dans quelle mesure les opérations workover permettent-elles d'optimiser la performance des puits pétroliers ?

Pour aborder la problématique de manière approfondie, plusieurs sous-questions seront examinées :

- Existe-t-il des alternatives techniques ou opérationnelles plus efficaces et rentables que les workover pour résoudre certains problèmes spécifiques de production ?
- Quels types d'interventions workover sont les plus efficaces pour améliorer la performance de production ?
- Quels sont les facteurs influençant l'efficacité des workover ?
- Existe-t-il des différences notables d'impact des workover selon le stade de vie des puits (puits matures vs nouveaux puits) ?
- Quels sont les gains de production et les bénéfices économiques obtenus suite aux workover ?

Pour orienter la recherche et les analyses. Nous pouvons formuler certaines hypothèses préliminaires :

- Les opérations de stimulation (fracturations, acidifications) sont plus efficaces que les techniques de workover.
- Le workover a un impact plus limité sur la performance des puits matures que sur celles des nouveaux puits.
- Les gains de production à court terme après un workover sont élevés mais diminuent au bout de quelques mois.

L'objectif principal de notre étude est d'évaluer quantitativement l'impact des opérations de workover sur la performance des puits pétroliers. Elle analysera les données avant et après ces opérations afin de mesurer leurs effets sur des indicateurs clés comme : la production, la productivité, les coûts et la rentabilité. Les résultats permettront de mieux cerner la contribution réelle du workover dans le maintien et l'optimisation de la performance de production des actifs d'hydrocarbures.

Cette étude revêt un intérêt capital en abordant deux aspects importants : l'optimisation technique et économique des opérations de workover de production. Sur le plan technique, elle vise à approfondir les connaissances sur les meilleures pratiques et techniques de workover pour remédier efficacement aux problèmes de déclin de production des puits. D'un point de vue économique, l'analyse des gains obtenus après ces interventions coûteuses permettra d'évaluer précisément leur rentabilité. En définitive, cette étude fournira des insights précieux pour améliorer à la fois l'efficacité opérationnelle et l'efficacité économique globale des puits producteurs dans le secteur pétrolier.

L'approche méthodologique adoptée dans cette étude sera descriptive et analytique. L'outil Microsoft Excel sera utilisé pour faciliter l'analyse. Les données seront collectées à partir de diverses sources, notamment des entretiens réalisés avec des spécialistes du domaine, des documents officiels, des articles scientifiques, ainsi que des données économiques et financières pertinentes. Cette collecte de données variées permettra d'obtenir un aperçu complet et approfondi du sujet étudié.

Afin de répondre à la problématique, et tester les hypothèses, notre étude sera structurée en quatre chapitres distincts :

- Dans le premier chapitre, nous présenterons l'activité d'exploration-production dans l'industrie pétrolière. Nous couvrirons les aspects généraux de cette activité clé et son déroulement.
- Le deuxième chapitre, fournira des généralités sur les puits pétroliers et les différents types d'interventions possibles, mettant en évidence la place spécifique occupée par les opérations de workover dans ce cadre.
- Le troisième chapitre se concentrera spécifiquement sur les opérations de workover, qui constituent le cœur de notre sujet. Nous décrirons leurs objectifs, leurs techniques, leurs défis et leurs implications opérationnelles.
- Enfin, dans le quatrième chapitre nous réaliserons une analyse approfondie qui portera sur l'évaluation exigeante de l'impact de workover, en examinant les aspects techniques, économiques et la rentabilité associée.

Chapitre I

L'activité Exploration-Production

Introduction

L'activité d'exploration et de production (E&P) occupe une place cruciale au cœur de l'industrie énergétique mondiale. Cette phase du cycle pétrolier et gazier représente le point de départ de la chaîne de valeur, où les entreprises s'engagent dans la recherche et l'extraction des ressources naturelles enfouies dans les profondeurs de la Terre.

Les projets d'exploration-production impliquent la collaboration d'une multitude de domaines d'expertise, la gestion à différentes échelles, la compréhension et la maîtrise de l'ensemble des risques, pour enfin prendre une décision basée sur une vision la plus complète et la plus globale possible.

Au fil de ce chapitre, nous tracerons le parcours complet, depuis la phase d'exploration initiale, jusqu'à la mise en production efficace des ressources découvertes et mettre en lumière l'évaluation des projets E&P.

1. Les hydrocarbures : définition et types

1.1.Définition

Composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène, les hydrocarbures sont les composés organiques les plus simples, et on peut considérer que les autres composés organiques en sont dérivés. Les hydrocarbures présentent une grande importance commerciale : on les utilise comme : carburants, combustibles, huiles lubrifiantes et produits de base en synthèse pétrochimique.

1.2.Types d'hydrocarbures

On distingue deux types d'hydrocarbure :

2.1.1. Le pétrole

C'est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphténiques, Aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité.

2.1.2. Le gaz naturel

Le Gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés composé essentiellement de méthane (70 à 95 %, en volume, selon le gisement). Il est associé à d'autres alcanes (éthane, propane, butane ...) à du diazote N_2 , à du dioxyde de carbone CO_2 et à du sulfure d'hydrogène H_2S . Le gaz naturel peut être utilisé, comme les autres combustibles fossiles, charbon et pétrole, aussi bien comme combustible et carburant que comme matière première. Il présente donc, au moins potentiellement, une large gamme d'usages massifs.¹

2. La formation des gisements des hydrocarbures

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

¹ ALBANE.N, SADI.W, QULIYEVA.K, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara, Boumerdes, 2021/2022, P03.

2.1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

2.2. Migration secondaire

La migration secondaire du pétrole implique sa remontée à travers les couches sédimentaires perméables vers la surface terrestre, souvent sans obstacle. Une fois proche de la surface, le pétrole peut se transformer en bitumes sous l'action des bactéries, donnant naissance à des pétroles lourds ou extra-lourds ainsi qu'aux sables bitumineux. Parfois, des formations géologiques imperméables comme le sel peuvent empêcher cette migration, créant des accumulations de pétrole, d'eau et de gaz dans des roches réservoirs situées en dessous. Ces réservoirs ont une disposition stratifiée, avec le gaz au-dessus du pétrole, lui-même au-dessus de l'eau en raison de leurs densités respectives. Seule une partie du pétrole est piégée dans ces réservoirs, tandis que 10 à 40% des hydrocarbures demeurent dans la roche-mère, connue sous le nom « huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Son extraction nécessite des techniques spécifiques comme la fracturation hydraulique.¹

3. La durée de vie d'un gisement d'hydrocarbures

Depuis la première identification d'un gisement jusqu'à sa pleine exploitation, l'activité d'exploration et de production des hydrocarbures s'étend sur une période de plusieurs décennies. On distingue cinq étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier :

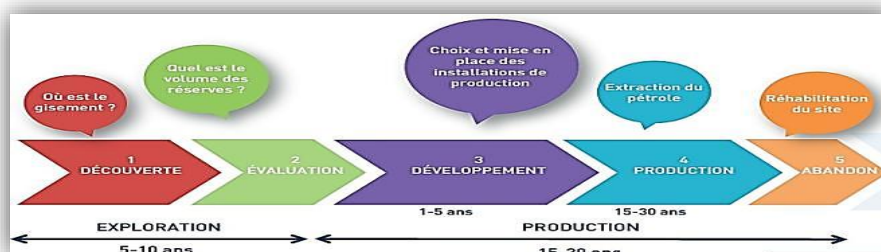


Figure I. 1 : La durée de vie d'un gisement.

Source : Document interne de SONATRACH.

¹IBID

3.1. L'exploration

L'exploration est la première étape du processus de l'activité pétrolière. Elle est un ensemble d'opérations préliminaires à l'exploitation dont le but est la découverte d'accumulation d'hydrocarbures liquides et gazeux éventuellement solide, techniquement et économiquement exploitable.

D'après la figure I.1, l'activité d'exploration passe par deux étapes : la découverte et l'évaluation.

3.1.1. La découverte du champ

La découverte d'un champ pétrolier nécessite une combinaison complexe de méthodes géologiques, géophysiques et des techniques d'exploration, permettant ainsi d'identifier les structures souterraines potentiellement porteuses d'hydrocarbures et d'évaluer leur viabilité économique.



Figure I. 2:Processus de découverte.

Source : réaliser par nous-mêmes

3.1.1.1. Méthodes Géologiques

Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines :

- La sédimentologie ou étude des roches sédimentaires ;
- La stratigraphie ou organisation temps/espace des roches sédimentaires ;
- La géologie structurale ou étude des déformations, fracturations ;
- La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à produire des hydrocarbures.

Les études prospectives dans les bassins sédimentaires varient en fonction du niveau de connaissance. Dans les régions inexplorées, les premières étapes consistent à restreindre la zone d'étude pour permettre des recherches pétrolières plus précises. Pour cela, des outils tels que des images satellites, des photographies aériennes et des données radar sont utilisés pour identifier les caractéristiques du bassin sédimentaire. Les explorateurs mènent ensuite des études géographiques pour confirmer la présence des éléments essentiels comme la roche mère, la roche-réservoir et la couverture imperméable, ainsi que pour détecter les pièges potentiels.

À mesure que de nouveaux puits sont forés, des données supplémentaires sont collectées et intégrées aux cartes du sous-sol. Ce processus nécessite un travail de corrélation stratigraphique pour établir des correspondances entre les roches de même âge, en comparant les fossiles et les analyses électriques. Cette intégration des données est désormais facilitée par l'utilisation de logiciels de modélisation numérique de bassin.¹

3.1.1.2. Méthodes Géophysiques

Les méthodes géophysiques complètent les informations géologiques en fournissant des données sur la subsurface. Les principales méthodes sont :²

→ Magnétométrie

Elle repose sur la variation du champ magnétique terrestre due aux différences de susceptibilité magnétique des roches. Les valeurs de susceptibilité magnétique varient selon les types de roches, étant plus élevées pour les roches ferromagnétiques et plus faibles pour les roches cristallines et sédimentaires.

→ Gravimétrie

Cette méthode mesure les variations du champ gravitationnel terrestre, ce qui permet de remonter aux densités et donc à la structure et à la nature des couches géologiques.

→ Méthode électrique

Elle consiste à mesurer les résistivités électriques du terrain pour caractériser la sub-surface. La résistivité dépend du type de roche ainsi que des fluides présents dans les pores, notamment la concentration en sels, leur composition chimique et la température.

→ Radioactivité

Cette méthode est utilisée pour la détection rapide des gisements d'hydrocarbures en étudiant la radioactivité naturelle des roches en surface. Elle repose sur l'analyse du rayonnement gamma émis par le terrain à l'aide d'appareils spéciaux, permettant de générer des cartes et des conclusions sur la présence éventuelle de gisements.

¹Bret.N-Rouzaut,J-Pierre.F, « Recherche et production du pétrole et du gaz (réserves, couts, contrats) », Edition TECHNIP, Paris, 2011, P69-P70

²CHAIB.M, « Etude économétrique du l'impact de l'évolution de prix du pétrole sur l'activité Exploration-Production (modèle ARDL) », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara, Boumerdes, 2022/2023, P14-P15.

→ Méthodes sismiques

Elles sont basées sur l'émission des ondes sismiques élastiques par des sources d'ébranlement (explosifs ou vibrateurs) puis l'enregistrement des ondes, réfléchies ou réfractées, par des dispositifs appropriés placés en surface. L'étude de ces enregistrements permet de reconstituer d'une manière précise les formes structurales du sous-sol et de localiser les structures pouvant être des pièges pour les hydrocarbures.

La géométrie de l'acquisition des ondes détermine les méthodes utilisées. On décerne :

- La sismique 2D

Méthode traditionnelle qui présente des mesures d'un plan. Elle a donné des résultats, mais présente des limites dans certains cas.

- La sismique 3D

Nouvelle méthode qui fournit des informations spatiales du terrain prospecté. C'est une méthode de haute résolution.

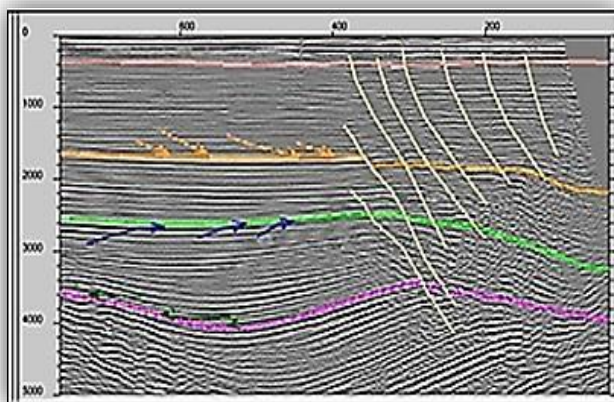


Figure I. 3: Profil sismique 2D.

Source : Document interne de SONATRACH.

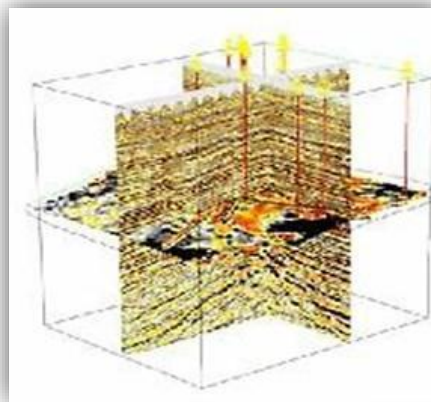


Figure I. 4: Profil sismique 3D.

Source : Document interne de SONATRACH.

- La sismique 4D

Appelée également de réservoir, il s'agit de conjuguer la sismique 3D avec la dimension temps. Elle est utilisée pour le suivi d'un gisement en production dans le temps, son application est à ses débuts. Ces méthodes débouchent sur le tracé de cartes en subsurface après avoir traité les données acquises. Ces cartes peuvent être considérées comme une échographie du sous-sol. Elles permettent de dégager une image structurale du sous-sol et parfois de localiser les réservoirs et d'identifier les différents contacts (gaz-eau, huile-eau).

3.1.1.3. Le forage d'exploration

La connaissance du sous-sol acquise à partir d'études géologiques et géophysiques permet d'évaluer l'intérêt global d'une perspective, mais ne garantit pas l'existence d'un gisement. Seul l'accès direct au sous-sol par le forage confirme cela. D'autre part, le forage offre aux explorateurs une mine de connaissances inestimables sur la lithologie et les fluides.

Quelques mois (entre deux et six) sont nécessaires pour un forage d'exploration, mais la durée exacte est difficile à prévoir en raison des incertitudes géologiques à ce niveau de connaissance. En fait, il y a de sérieuses préoccupations concernant les profondeurs, la durabilité et les pressions interstitielles liées à la formation, et seul le forage sera en mesure de les éliminer adéquatement. Typiquement, un forage sur cinq, ou peut-être juste un sur sept ou dix dans des zones inconnues, se transforme en la découverte d'un gisement commercialement viable.¹

3.1.2. L'évaluation du champ

Une fois la découverte confirmée, des modèles numériques du gisement (souvent en 3D) sont réalisés sur ordinateur. Ils permettent de :²

- Estimer le volume de pétrole et de gaz en place dans le réservoir avant la mise en production du gisement ;
- Simuler l'extraction des fluides contenus dans la roche réservoir ;
- Créer des scénarii potentiels de mise en production du champ, en fonction de divers facteurs tels que techniques d'extraction, nombre de puits, taille et type des installations de production, etc.

Des forages d'appréciation du gisement sont implantés pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir. Si la balance entre la quantité des ressources en place et le coût estimé du développement est jugée économiquement satisfaisante, le gisement est développé puis mis en production.

3.2. La production

La production d'hydrocarbures est un processus complexe et dynamique, qui dure de nombreuses années, elle visant à maximiser la récupération des hydrocarbures tout en maintenant la durabilité de l'exploitation.

¹Bret.N- Rouzaut,J- Pierre.F, Op.cit, P74.

²BAHLOUL.N, DIGUER.L, « L'impact des variations des prix du brut sur l'activité d'exploration », mémoire de master, université M'Hamed Bougara -Boumerdes, 2021/2022, P18.

D'après la figure I.1, l'activité de production passe par trois étapes : le développement, la production et l'abandon.

3.2.1. Le développement du champ

Il consiste à examiner les différents scénarios de développement pour une estimation préliminaire des réserves. Il est donc nécessaire de réaliser une étude de faisabilité afin de détailler les nombreuses solutions techniques, dont au moins une présente un retour économique réalisable. Cette étude inclut les possibilités de développement du gisement, la conception du processus de production, la taille de l'équipement, les emplacements suggérés (pour une plateforme en mer) et le système de transport du pétrole brut ou du gaz pour la vente.

Il est possible de développer et de mettre en œuvre un plan de développement (POD)* basé sur l'étude de faisabilité et l'hypothèse qu'il existe une option commercialement viable. L'objectif principal du POD étant de servir en tant que concept spécifique du projet pour les équipements de surface et en sous-sol pour l'exploitation et la maintenance des investissements requis.¹

3.2.2. La production du champ

La phase de production débute dès que la première quantité d'hydrocarbures commercialisables est extraite de la tête du puits, un événement souvent désigné par le terme "**first oil**". Cet instant représente un jalon important du point de vue des flux de trésorerie, car c'est à partir de ce moment que la société commence à générer des revenus, formant ainsi la majeure partie du retour sur l'investissement initial.

Pour optimiser les quantités récupérables d'hydrocarbures et prolonger la phase de production, différentes techniques sont utilisées, notamment : ²

- L'exploitation de la différence de pression naturelle entre le puits et le réservoir ;
- La mise en place de procédés de récupération assistée, comme l'injection de gaz ou d'eau à haute pression dans les puits ;
- Le recours au pompage artificiel en installant des pompes au niveau des puits.

*Le **POD** est un document clé utilisé pour mener efficacement des discussions, des accords et des communications concernant les tâches requises pour la création d'un nouveau champ ou l'expansion d'un projet déjà existant.

¹MOSTEFAI. S, MOHAMED YAHIAOUI.D, « Etude de la rentabilité d'un projet pétrolier exploration-production », mémoire de master, université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, 2019/2020, P25.

² Op.cit, P26-27

Dans tous les cas, la pression diminue au fur et à mesure que le gisement se vide de ses hydrocarbures. En fin de production, il faut systématiquement la stimuler.

3.2.3. L'abandon du champ

Une fois qu'un projet ne peut générer que des flux de trésorerie négatifs, sa durée de vie économique se termine. Le point où les revenus ne couvrent plus les dépenses d'exploitation est l'abandon économique. Cependant, de point de vue technique, il est toujours possible de produire, mais ce sera une production à perte.

Les coûts d'abandon et de restauration du site peuvent être très élevés, surtout s'ils sont engagés alors que le projet ne génère plus de flux de trésorerie. De plus, une provision est faite tout au long du cycle de vie du champ pétrolier pour tenir compte de ces engagements au niveau des conditions financières de la société. Les activités associées à l'abandon du site et au nettoyage sont souvent assez difficiles et risquées. Pendant cette phase, le défi sera d'identifier des opportunités pour optimiser les activités d'abandon sans compromettre les aspects environnementaux ou encourir des coûts excessivement élevés.¹

4. Les différents types de risque de l'activité E&P

Nous allons dans ce point, cerner les différents risques auxquels l'industrie pétrolière est confrontée :²

4.1. Risques Géologiques

L'exploration des hydrocarbures est confrontée à des défis géologiques majeurs, tels que la complexité des structures géologiques, les zones sismiques instables et les conditions météorologiques extrêmes. Ces facteurs accroissent l'incertitude quant à la localisation et à l'existence des réserves.

4.2. Risques Environnementaux

Les activités d'exploration et de production présentent des dangers environnementaux, notamment la pollution des sols et des eaux, les émissions de gaz à effet de serre, les fuites de pétrole et de gaz, ainsi que la contamination des eaux de surface. Les entreprises doivent adopter des technologies durables et des protocoles de sécurité stricts pour atténuer ces risques.

¹MOSTEFAL S, MOHAMED YAHIAOUI.D, Op.cit, P28.

²HAMZIL.I, SAYAH.A ; « Evaluation économique de la méthode d'injection du gas-lift », mémoire de master, université de M'Hamed Bougara-Boumerdes, 2022/2023, P11.

4.3. Risques de Sécurité

Les travailleurs sur le terrain sont exposés à divers risques, tels que les accidents de forage, les explosions, les incendies et les fuites de produits chimiques toxiques. Des protocoles de sécurité rigoureux, incluant des équipements de sécurité de haute qualité et une formation régulière des employés, sont essentiels pour minimiser ces risques.

4.4. Risques de Marché

Les fluctuations du marché, influencées par des facteurs tels que l'offre et la demande, les politiques fiscales et économiques, ainsi que les variations des taux de change, affectent le prix du pétrole et du gaz. Les entreprises doivent prendre en compte ces risques lors de la planification et de l'investissement dans de nouveaux projets.

4.5. Risques Économiques et Financiers

Les coûts élevés associés à l'exploration et à la production, ainsi que les variations des taux de change, peuvent affecter la rentabilité des projets. Les entreprises doivent évaluer et gérer les risques financiers et économiques en diversifiant leurs sources d'énergie et de marché, ainsi qu'en mettant en place des contre-mesures appropriées.

5. Les caractéristiques de l'activité l'E&P

Les caractéristiques essentielles de l'activité E&P ont trait au :¹

- Industrie internationale ;
- Activité risquée (1 puits d'exploration sur 3 aboutit à une découverte commerciale) ;
- Industrie très capitalistique (Plus de 60% des investissements de toute l'industrie pétrolière et gazière) ;
- Rentabilité à long terme (Plusieurs années entre la découverte et la production et profils de production supérieur à 10 à 15 ans) ;
- Industrie marquée par une implication politique ;
- Coûts de production dépendants des conditions locales (Offshore/Onshore, géologie, climat, Profondeur du réservoir, Taille...Etc.) ;
- Nécessite haute technologie (Sismique 3D, Forage horizontal, forage à diamètre réduit, transport polyphasique).

¹MOUALEK.L ; « Modélisation économique des Contrats Pétroliers : Partage de Production et Concession » ; IAP-Boumerdes ; 2022 ; P30.

6. Evaluation des projets E&P

La décision d'investir dans un projet E&P repose essentiellement sur son évaluation économique et la détermination de sa rentabilité. Cette analyse se fonde sur trois piliers fondamentaux : les profils de production estimés par les ingénieurs réservoirs, l'évaluation des investissements et coûts d'exploitation établie par les experts et gestionnaires de projet, ainsi que la prise en compte du cadre contractuel et fiscal en vigueur.

L'objectif est d'optimiser la création de valeur du projet en maximisant la production tout en minimisant les dépenses engagées. Une approche rigoureuse et intégrée de ces trois composantes permet d'identifier le schéma de développement optimal, garantissant ainsi la viabilité économique et la rentabilité du projet sur son cycle de vie complet.

6.1. Les dépenses inhérentes à l'activité E&P

Elles peuvent être assez diverses et comprennent généralement :

6.1.1. Investissement (Capex)

L'investissement est l'affectation de ressources à un projet dans l'espoir d'en retirer des profits futurs. Donc, Consentir des dépenses au présent pour des revenus dans le futur.

Les dépenses de prospection et de développement seront considérées comme investissements.

6.1.1.1. Dépenses d'exploration

Les dépenses d'exploration représentent généralement un poste de dépenses plus faible en comparaison aux autres postes budgétaires. Cependant, ces dépenses sont engagées en amont, avant toute découverte de gisement. Elles ont donc un impact direct sur les comptes de la compagnie pétrolière. Le remboursement de ces dépenses d'exploration n'est garanti qu'en cas de succès du programme d'exploitation, c'est-à-dire la découverte de nouveaux gisements exploitables. La probabilité de succès et donc de remboursement est généralement estimée entre 10% et 30%. Les dépenses d'exploration couvrent les travaux de géologie, de géophysique et incluent habituellement les coûts du premier forage de découverte.¹.

Ces dépenses sont liées à :

- L'évaluation de la faisabilité technique et commerciale de l'extraction des hydrocarbures ;
- L'évaluation de photographies aériennes et satellites ainsi que d'autres images ;

¹Bret.N-Rouzaut.J- Favenne.P , Op.cit, P129.

- L'acquisition de données sismiques ;
- L'évaluation des études sismiques, gravimétrique et magnétique ;
- Réaliser des activités sismiques 2D et 3D ;
- L'interprétation des données sismiques ;
- La réalisation et l'interprétation d'autres études (études topographiques, géologiques, géochimiques et géophysiques) ;
- La planification de forages d'exploration, y compris des activités auxiliaires, (exemple : les routes d'accès, les ponts...) ;
- Les pénalités, les retards de location ;
- Les activités HSEQ (santé, sécurité, environnement et qualité), études d'impact social, études d'impact sur l'environnement et suivi ;
- Les mesures de sécurité.

6.1.1.2. Dépenses de développement

Ces investissements sont directement liés à la définition initiale du projet. En effet, il faudra, en principe s'acquitter du coût de ce que l'on aura choisi de construire, d'où l'importance des différentes étapes de réflexion qui précèdent la sanction d'un projet, thème qui mérite un développement particulier.

Les dépenses liées à la phase de développement comprennent :¹

- La création d'un accès au site du puits et la préparation (le puits d'arpentage, les emplacements pour le forage de nouveaux puits de développement, les travaux d'excavation et de drainage, les routes, les lignes d'approvisionnement nécessaires à la production) ;
- Le forage de puits supplémentaires nécessaires à l'extraction des réserves commerciales (réserves ayant une valeur actuelle nette positive) ;
- La construction de plates-formes et de stations de traitement de gaz ;
- La construction de l'équipement et des installations nécessaires pour amener le pétrole et le gaz à la surface et pour la manutention, l'entreposage et la transformation ou le traitement du pétrole et du gaz ;
- La construction des pipelines, des installations de stockage et des systèmes d'élimination des déchets ;

¹MOSTEFALS, MOHAMED YAHIAOUL.D, Op.cit, P26.

- L'expansion ou l'amélioration de la production ou la prévention de la réduction de la capacité grâce à de nouveaux actifs tels que des projets de compression ;
- Le forage et l'équipement des puits de service ;
- Les équipements d'acquisition ou de construction et d'installation et d'élimination ;
- L'acquisition ou le développement de nouvelles techniques de production ;
- L'élaboration et l'évaluation des études d'ingénierie ;
- Les frais généraux et administratifs directement attribuables au projet ;
- Les coûts de mise en service et de tests ;
- Les pièces de rechange (Boulons, Valves, etc.

6.1.2. Dépenses de production (Opex)

Les coûts opératoires peuvent être classés, soit en fonction de leur nature (personnel, services, approvisionnements), soit en fonction de leur objet (production, entretien, sécurité, etc.).

6.1.2.1. Le classement par nature

Ce classement doit être conforme au plan comptable, souvent à caractère légal dans le pays concerné. On y trouve notamment :¹

- Les frais de personnel, d'hébergement, de mission, de transport ;
- Les consommations (carburants ; énergie ; lubrifiants ; produits chimiques ; fournitures de bureautique ; fournitures techniques telles que tubages, garnitures, joints, catalyseurs, tamis moléculaires et garnissages ; fournitures de laboratoire ; équipements individuels de sécurité ; pièces détachées ; fournitures ménagères ; alimentation) ;
- Les frais de télécommunication, locations diverses, contrats de service et d'entretien.

6.1.2.2. Le classement par objet

Ce classement permet une comptabilité analytique plus proche des objectifs de l'exploitant. Le découpage suivant en est un exemple :²

- Les coûts directs comprennent la production de fond (service des puits) et la production de surface, l'entretien des puits et des installations de surface, les travaux neufs (hors Capex), l'inspection, la logistique, la sécurité et la direction du site ;
- Les coûts d'expédition sont relatifs aux pipelines et aux terminaux ;
- Les coûts indirects recouvrent l'assistance technique, l'état-major de la filiale et celui du siège.

¹Bret-Rouzaut.N, Pierre Favennec.J ; Op.cit ; P160.

²IBID

Ces découpages obéissent à des règles très précises de façon à pouvoir contrôler l'évolution des coûts tout au long de la vie du champ, les comparer d'une installation à l'autre, et estimer les coûts des installations en projet.

6.2. Les critères d'évaluation d'un projet E&P

Les critères d'évaluation des projets constituent un ensemble de méthodes et d'analyses financières qui permettent d'éclairer le processus de décision. Ils servent à classer les différents projets étudiés par ordre de priorité ou à identifier les projets acceptables, en prenant en compte les objectifs stratégiques et les contraintes propres à l'entreprise.¹

Ces critères représentent des outils d'aide à la décision qui fournissent un cadre objectif et structuré pour évaluer la pertinence et la faisabilité des projets envisagés, au regard de la situation financière, des ressources disponibles et de l'environnement concurrentiel de l'entreprise.

Afin de faire un choix judicieux, il serait nécessaire de faire une étude préalable des différents critères pour l'aide à la prise de décision. Ces critères d'aide à la décision sont la valeur actualisée nette (VAN), le taux de rentabilité interne (TRI), le délai de récupération actualisé (DRA) et l'enrichissement relatif au capital (ERC) ou l'indice de profitabilité (IP).

6.2.1. La valeur actualisée nette (VAN)

« La valeur actualisée nette représente la différence entre la valeur actualisée des flux générés par l'investissement et la valeur des dépenses d'investissement ».²

La valeur actualisée nette (VAN) est notée par la formule suivante :

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Tel que :

- I_0 : investissement initial.
- CF_t : cash-flows prévisionnels de l'année « n ».
- n : durée de vie du projet.
- i : taux d'actualisation.

¹PLIVERDIERETLATREYTE.J, « *Finance d'entreprise* », Edition Economica, Paris,1999, P235.

²KOEHL.J, « *les choix d'investissement* », Edition DUNOD, paris,2003, P40.

Cette méthode d'évaluation de la rentabilité consiste à comparer la dépense initiale notée (I_0) à la valeur actualisée de revenu attendu (CF) pendant la durée de vie de l'investissement, trois cas de figures peuvent se présenter :

- Si ($VAN < 0$) : le projet n'est pas rentable ;
- Si ($VAN = 0$) : le projet est au moins capable à rembourser l'investissement initial ;
- Si ($VAN > 0$) : le projet est rentable.

La VAN est le critère fondamental des études de rentabilité. Un projet peut être réalisé dès lors que sa VAN est positive, c'est-à-dire qu'il y'a création de valeur. Ce projet est d'autant plus intéressant que sa VAN est plus élevée. Entre plusieurs projets, le choix est porté sur celui qui possède une VAN plus forte.¹

6.2.2. Le taux de rentabilité interne (TRI)

Le taux de rentabilité interne est « *le taux par lequel il y'a équivalence entre le coût de l'investissement et les recettes d'exploitation* »². Autrement dit, c'est « *le taux d'actualisation pour lequel la valeur actualisée nette est égale à zéro* »³. Il est représenté par la formule mathématique suivante :⁴

$$\sum_{t=1}^n CF_t(1+r)^{-t} - I_0 = 0$$

La pratique montre que le revenu actualisé soit une fonction décroissante du taux d'actualisation, peut être généralement représenté par une courbe dont la formule est donnée par la figure ci-dessous.

¹GALESNE.A ;« choix d'investissement dans l'entreprise » ; Edition Economica ; Paris ; 1996 ; P45

²BABUSIAUX.D, « décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise », Edition Economica, Paris, 1990, P97.

³LANGLOIS.L – BONNIER.C – BRINGER.M, « Contrôle de gestion », Edition FOUCHER, Paris, 2006, P394.

⁴BELLALAH.M, « Gestion financière », Edition Economica, Paris, 2004, P364.

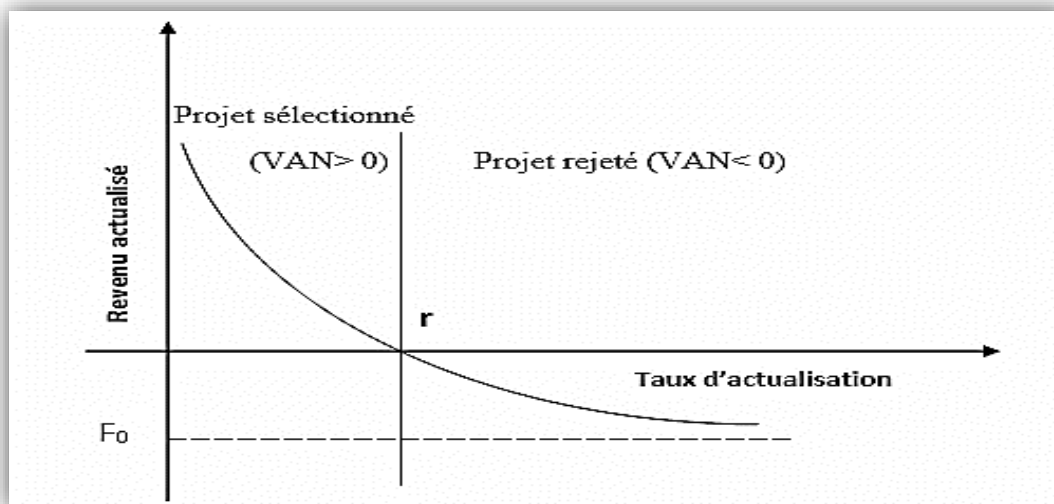


Figure I. 5: Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI

Source : LASAR.Y, « *Evaluation et financement de projets* », Edition : Dar El Othemanian, Alger, 2007, P17.

Lorsque la décision à prendre est de réaliser ou non un projet donné, appliquer le critère du TRI, c'est réaliser le projet si le TRI est supérieur ou égal au taux d'actualisation ($r \geq i$). Dès lors, entre divers projets incompatibles, celui dont le taux de rendement est le plus élevé est préférable. Par conséquent, le projet dont le TRI est inférieur aux taux de rentabilité minimum exigé par l'entreprise, sera rejeté.

6.2.3. Le délai de récupération actualisé

Le délai de récupération dit aussi délai de recouvrement, correspond à la durée nécessaire pour que la somme cumulée des flux de trésorerie actualisés positifs du projet d'investissement compense le montant du capital investi et assure ainsi son remboursement¹. Soit :

$$DRA = \frac{\text{l'investissement initial}}{\text{Flux de trésorerie actualisés}}$$

C'est le critère d'évaluation le plus simple. Il correspond au temps nécessaire pour récupérer le capital initial investi. Ce critère favorise donc les notions de solvabilité et de liquidité puisqu'il mesure la période au terme de laquelle les flux de trésorerie cumulés sont égaux au montant de l'investissement.

¹MOURGUES.N, « *Critères de choix et de rentabilité des investissements* », Edition Economica ; 2010 ; P25.

6.2.4. Enrichissement relatif au capital (ERC) ou indice de profitabilité (IP)

Ce critère est défini comme « *le rapport entre la valeur actualisée de l'ensemble des flux de revenus attendus des projets et le montant initial de l'investissement* »¹. Il met en relation la valeur actualisée nette des cash-flows futurs et le capital investi.

La formule de calcul de l'indice de profitabilité est :

$$IP = \frac{\sum_{t=1}^n CF_t (1+i)^{-t}}{I_0}$$

L'Indice de Profitabilité est un critère d'éligibilité. Il est comparé à 1. Trois cas peuvent se présenter :

- Si $IP < 1$: le projet n'est pas rentable.
- Si $IP = 1$: il y a indifférence entre l'investissement et un placement financier à un taux égal au taux d'actualisation.
- Si $IP > 1$: le projet est rentable.

¹ BABUSIAUX.D, Op.cit, P107.

Conclusion

En conclusion, l'activité Exploration et Production demeure le pilier fondamental de l'industrie pétrolière, alimentant le monde en énergie. Cependant, son importance est équilibrée par les défis complexes auxquels elle est confrontée.

La nécessité de trouver de nouvelles réserves, d'adopter des technologies innovantes tout en maintenant des pratiques durables et respectueuses de l'environnement, ainsi que la gestion efficace des risques, sont autant de défis cruciaux pour les entreprises du secteur. La clé réside dans une gestion stratégique et agile, combinant expertise technique, analyse de données avancée et prise de décision éclairée pour garantir la rentabilité à long terme tout en répondant aux demandes changeantes du marché et aux impératifs de durabilité.

Dans le prochain chapitre, nous explorerons en détail les diverses interventions nécessaires pour maintenir et optimiser les performances des puits dans le cadre de l'activité Exploration-Production. Ces interventions comprennent un large éventail de techniques et de procédures visant à maintenir, réparer et maximiser la production des puits de pétrole et de gaz.

Chapitre II

Les puits : Types et interventions

Introduction

Dans le secteur pétrolier, l'objectif principal derrière chaque puits est d'assurer un débit maximal de pétrole ou de gaz pendant une durée aussi longue que possible pour rentabiliser les investissements et assurer la viabilité économique des projets pétroliers. Cette quête de rendement optimal souligne l'importance des interventions.

Les interventions sur les puits constituent des méthodes variées pour résoudre les problèmes susceptibles de perturber la production ou d'en diminuer l'efficacité. Elles ont pour objectif principal d'acquérir une connaissance de l'évolution de l'état des puits ou du gisement, tout en assurant leur maintenance ou leur adaptation pour maintenir des conditions d'utilisation aussi optimales que possible et garder la performance et la durabilité tout au long de leur cycle de vie.

Dans ce chapitre, nous explorerons un aperçu sur les puits et les diverses méthodes d'intervention déployées pour maintenir un débit maximal sur une période prolongée.

1. Types de puits

Les puits de pétrole et de gaz représentent les points d'accès critiques à l'or noir et au gaz naturel enfouis sous la surface de la Terre. Ils sont souvent forés à des profondeurs considérables, traversant diverses couches géologiques pour atteindre les réservoirs souterrains où les hydrocarbures sont piégés. Une fois en place, ces puits servent de voies d'accès pour extraire le pétrole et le gaz à la surface, où ils sont traités, raffinés et distribués pour répondre aux besoins énergétiques.

1.1.En fonction de leur objectif

Ils peuvent être classés en différents types en fonction de leur objectif, notamment :¹

1.1.1.

1.1.2. Les puits d'exploration

L'objectif principale de ce puits est d'identifier la nature des fluides présents dans la roche réservoir, qu'il s'agisse d'eau, de pétrole ou de gaz, et de collecter des données préliminaires sur le gisement en effectuant diverses mesures.

Les principales priorités sont les suivantes :

- Déterminer la nature et les caractéristiques des fluides contenus dans le réservoir.
- Évaluer les caractéristiques de la zone productive, notamment la pression initiale, la température, la perméabilité approximative et la productivité.

Les informations recueillies lors de ce forage exploratoire viendront compléter les données géologiques, géophysiques et autres déjà disponibles.

Sur la base de ces résultats, une décision devra être prise :

- Soit ne pas développer le réservoir.
- Soit développer le réservoir.
- Soit forer un ou plusieurs autres puits pour obtenir des informations supplémentaires.

¹ PERRIN.D, « well completion and servicing », Edition: TECHNIP, Paris,1999, P02-03.

1.1.3. Les puits de confirmation ou d'appréciation

Ces puits ont pour but de préciser ou compléter les données obtenues lors des puits d'exploration précédents.

Pour ce faire, des tests de puits sont réalisés, généralement sur une période plus longue que pour les puits d'exploration.

L'ensemble des données recueillies sur ces différents puits est ensuite rassemblé et utilisé pour établir les premières corrélations entre les puits, donnant ainsi une image à l'échelle du gisement plutôt qu'uniquement locale.

Les étapes suivantes consistent alors à :

- Élaborer différents schémas de développement avec les prévisions de production associées.
- Prendre la décision de développer ou non le gisement. En cas de réponse positive, choisir parmi les schémas celui qui servira de base au projet de développement.

1.1.4. Les puits de développement

Le but principal de ces puits n'est plus de faire des mesures mais de mettre le champ en production, en donnant la priorité à leur capacité de débit. Cependant, il est également important de tester ce type de puits pour évaluer l'état du puits et vérifier l'efficacité de la complétion. Si nécessaire, obtenir des informations supplémentaires sur le réservoir.

Il existe différents types de puits de développement :

1.1.4.1. Puits de production

Une fois que le forage est terminé, le processus de complétion du puits commence. Cela implique l'installation d'équipements tels que les têtes de puits, les vannes et les autres éléments pour extraire les hydrocarbures de manière efficace et rentable, en maximisant la productivité tout en minimisant les coûts associés à leur exploitation.

1.1.4.2. Puits d'observation

Il y en a généralement peu ou pas de ce type sur un champ. Ils sont complétés pour suivre l'évolution des paramètres du réservoir (par exemple, l'interface entre les fluides, la pression, etc.). Généralement, les puits d'observation sont des puits initialement forés pour la production ou l'injection, puis jugés inadaptés à cette fin.

1.1.4.3. Puits d'injection

Les puits d'injection servent à pomper de l'air, de l'eau, des gaz ou des produits chimiques dans les gisements productifs soit pour maintenir la pression, soit pour diriger le pétrole vers les puits de production par la force hydraulique ou par une élévation de pression.¹

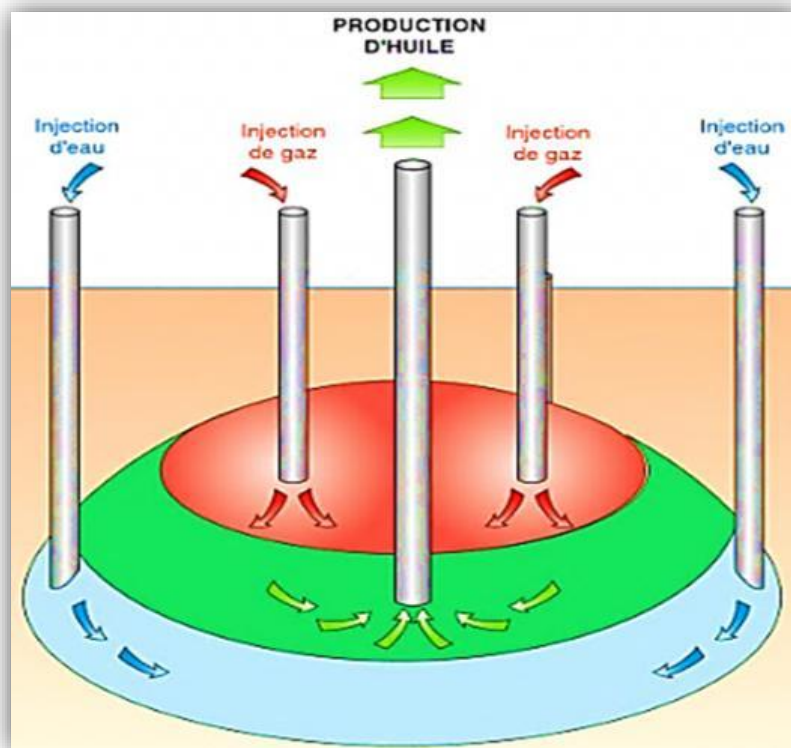


Figure II. 1 : Maintien de pression par injection d'eau et de gaz.

Source : Nadine.B-Rouzaut.J-Pierre.F., « *Recherche et production du pétrole et du gaz (réserves, coûts, contrats)* », Edition : TECHNIP, Paris, 2011, P85.

Sur une période de temps, le même puits peut être utilisé de différentes manières, par exemple la production, puis l'injection (éventuellement après une certaine période de fermeture).

1.2. En fonction de leurs trajectoires

Les puits d'hydrocarbures peuvent être classés en plusieurs types en fonction de leur trajectoire et la méthode de forage utilisée, notamment :

1.2.1. Puits vertical

C'est un puits dont la trajectoire est rectiligne et perpendiculaire à la surface du sol. Il s'agit du type de puits le plus simple et le plus couramment utilisé. Le puits vertical permet d'accéder

¹Jeanne.M, « *Encyclopédie de sécurité et de santé au travail* », Edition : BIT, Genève, 2000, P08.

directement aux formations rocheuses sous-jacentes sans déviation. Bien que son rayon d'action soit limité à la zone située à la verticale, le puits vertical reste répandu, notamment pour les forages d'exploration visant à évaluer le potentiel d'un gisement.

1.2.2. Puits directionnel

Un puits directionnel est un puits de forage dont la trajectoire dévie à un certain point pour atteindre une cible située latéralement par rapport à la surface. L'utilisation croissante des puits directionnels permet de forer dans des zones auparavant inaccessibles et d'augmenter considérablement la zone drainée autour de chaque puits, optimisant ainsi la récupération des hydrocarbures. Cette technique s'est largement répandue dans l'industrie pétrolière mondiale.¹

Plusieurs types de puits directionnels sont connus par la forme de leur trajet de puits de forage, notamment :

1.2.2.1. Puits horizontal

Il est divisé en plusieurs catégories : rayon moyen (medium radius), rayon court (short radius) et rayon long (long radius). Le rayon fait référence à la rapidité avec laquelle, en termes de vitesse de construction, le puits est amené à 90 degrés.

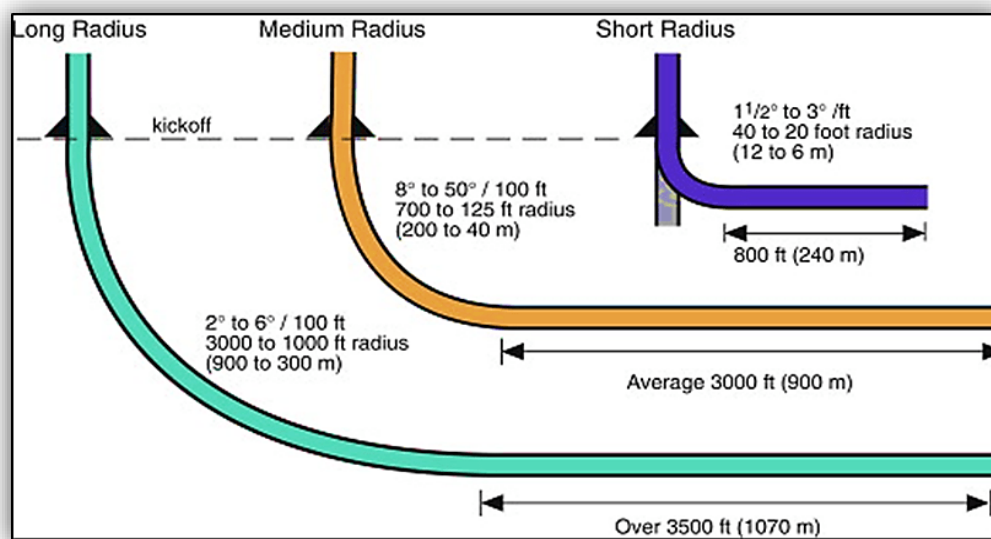


Figure II. 2 : Puits horizontal

Source : science direct, « **Drilling Engineering** », consulté le 05/05/2024 ; sur le site : <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0376736107000040>

¹Busahmin.B- Marek.P- Gamal.A, Op.cit, P2305.

Ils sont généralement similaires au forage directionnel mais plus complexes en raison de taux de construction et d'angles de dérive plus élevés.

1.2.2.2. Puits en J

Le puits est dévié après une certaine profondeur jusqu'à une inclinaison planifiée, puis est maintenu à la profondeur cible. Il porte un autre nom : « kick-off & hold » ou puits incliné. Il s'agit du type de puits directionnel le plus courant en raison de la simplicité de sa conception.

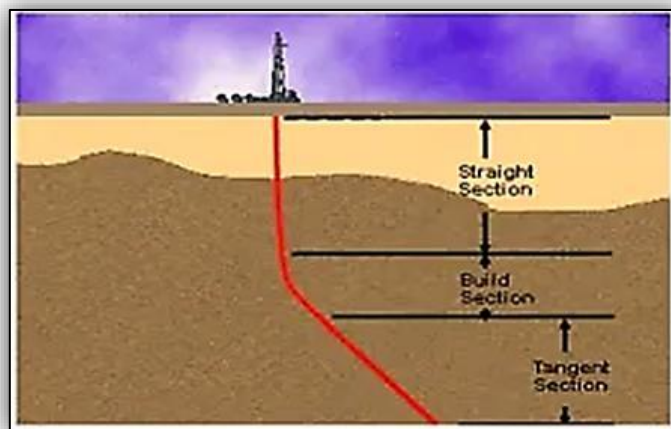


Figure II. 3: Puits en J

Source : Directional drilling, «Types of directional well profiles », consulté le : 05/5/2024, sur : <https://directionaldrilling.wordpress.com/tag/types-of-directional-well/>

1.2.2.3. Puits en S

Ce type de puits a particulièrement adapté lorsqu'une formation géologique spécifique ou une zone de complexité doit être contournée.

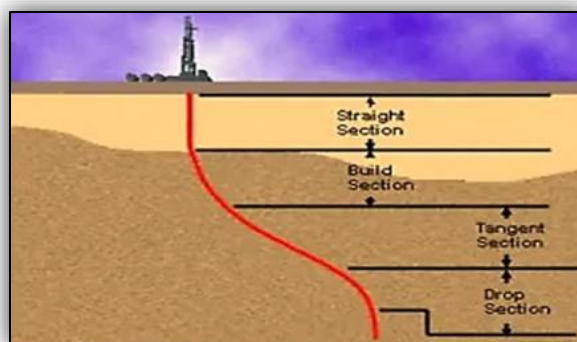


Figure II. 4: Puits en S

Source :directional drilling, «Types of directional well profiles », consulté le 05/05/2024, sur : <https://directionaldrilling.wordpress.com/tag/types-of-directional-well/>

Le retour à la verticale dans la dernière portion permet alors d'éviter cet obstacle tout en accédant précisément à l'objectif sous-jacent.

1.2.2.4. Puits latéral (Side-track)

C'est un puits secondaire foré à partir d'un puits existant. Il s'agit littéralement de créer une nouvelle branche latérale qui se sépare du puits principal à une certaine profondeur, il est utilisé suite à la rencontre des contraintes techniques ou géologiques, Par exemple à la suite d'opérations de repêchage infructueuses.

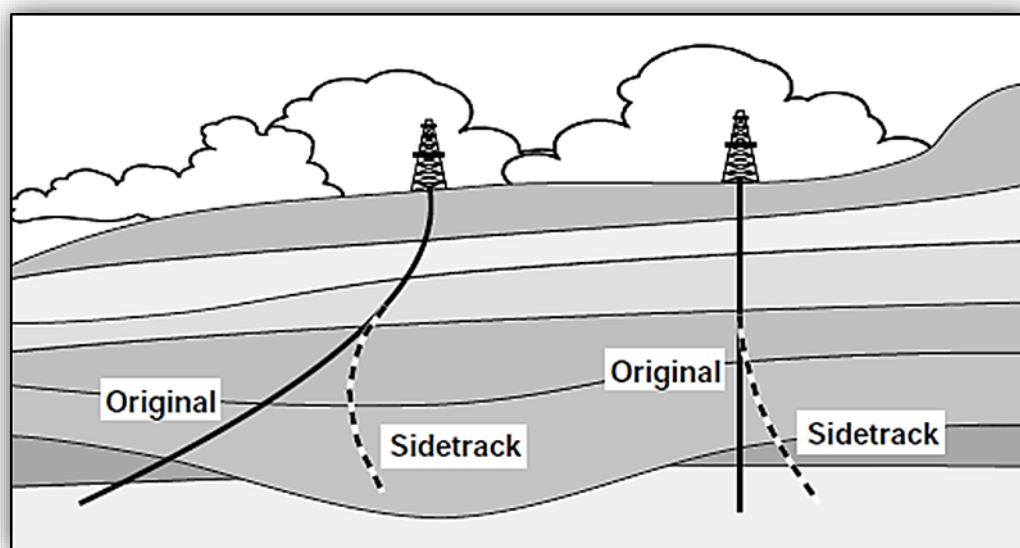


Figure II. 5 : Puits latéraux (Side-track)

Source: Petroleum & Gas Engineering, « **Sidetracking** », consulté le: 05/05/2024, sur: <https://petroleumandgasengineering.blogspot.com/2016/02/sidetracking.html>

1.3. En fonction de la géologie du réservoir

Dans cette catégorie on distingue :

1.3.1. Puits conventionnels

Forés dans des réservoirs de roche poreuse et perméable où les hydrocarbures peuvent migrer librement.

1.3.2. Puits non conventionnels

Forés dans des formations comme les schistes bitumineux, où les hydrocarbures sont piégés dans des roches à faible perméabilité nécessitant des techniques d'extraction spéciales telles que la fracturation hydraulique.

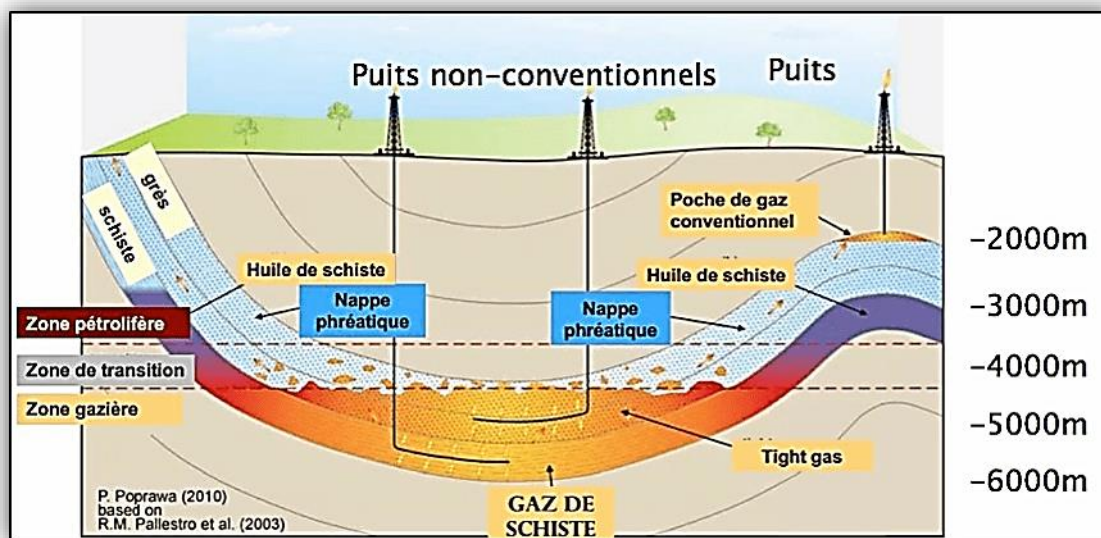


Figure II. 6 : Puits conventionnel et non conventionnel.

Source : Nawaat , « Puits non conventionnels », consulté le : 05/05/2024, sur: <https://nawaat.org/2013/05/06/gaz-de-schiste-en-tunisie-le-grand-evenement/puits-non-conventionnels/>

2. Complétion d'un puits producteur

Dans le contexte de la production, La complétion de puits intègre les mesures prises pour transformer un puits foré en un puits productif.

Les équipements et méthodes employés sont assez variés et les choix de complétion pour un puits reposent sur le type d'effluent, la nature du réservoir et les exigences auxquelles le puits devra répondre pendant sa vie. La configuration de la complétion doit toutefois permettre d'assurer la tenue des parois du trou ainsi que la sélectivité du fluide ou du niveau à produire, tout en permettant un passage aisé du fluide. Elle doit assurer la sécurité du puits, en faciliter les mesures et l'entretien, permettre de régler son débit et sa reprise de production.¹

2.1. Définition

« La complétion, de l'anglais 'to complete', signifie achèvement, dans le cas présent celui des puits qui ont été forés. C'est en quelque sorte un maillon de la chaîne qui va de l'exploration large dans un permis de recherche jusqu'à l'exploitation d'un gisement qui aura été découvert. Plus précisément, ce maillon peut s'appeler **mise en service des puits**. Mais en réalité, tout autant

¹ Nadine.B-Rouzaut.J-Pierre.F, op.cit, P90

qu'un maillon, la complétion est surtout un véritable carrefour entre les trois métiers de base de la production d'hydrocarbures : le forage, le gisement et l'exploitation »¹.

De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et, en particulier, la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation (par couche, il faut entendre une zone constituée de roches réservoirs contenant des hydrocarbures récupérables).

2.2. Objectif d'une complétion

L'objectif principal de la complétion d'un puits, englobant la mise en place de l'équipement et les procédures de mise en service, est d'optimiser les aspects suivants tout au long de la durée de vie du puits :

- La productivité ou l'injectivité dans le réservoir ;
- La fiabilité et la sécurité d'exploitation du gisement ;
- La longévité active du puits et de ses équipements ;
- La possibilité d'adapter les équipements pour permettre d'éventuelles modifications futures ;
- La minimisation des investissements initiaux, des coûts opérationnels et des éventuels travaux de reconditionnement.

Ces objectifs ne sont pas cités dans un ordre préférentiel mais, dans tous les cas, doivent finalement prendre en compte l'exploitation rationnelle et économique du réservoir.

2.3. Les équipements de complétion

Les principaux équipements installés dans le puits en vue de sa mise en production (injection) sont les suivants :

2.3.1. Equipements de fond

Ces équipements sont principalement :

- La colonne de production ("tubing") ;
- Les "packers" de production ;
- Les sièges ;
- Les vannes de circulation ;
- Les vannes de sécurité de subsurface et autres éléments.

¹ Dominique.V, « **La Liaison couche-trou** », Edition : TECHNIP, Paris,2001, P01.

2.3.2. Equipements de surface

La tête de puits, représentée dans la figure ci-dessous.

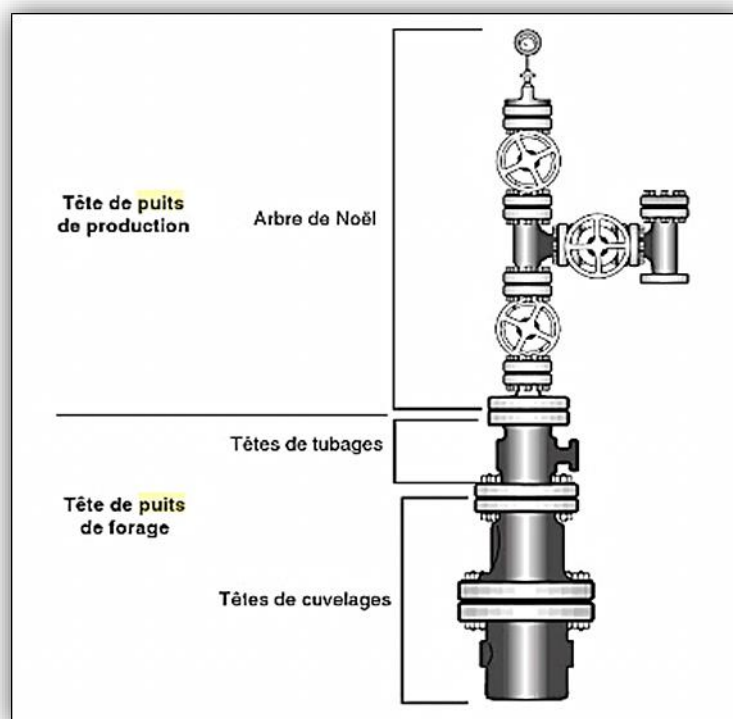


Figure II. 7:Tête de puits

Source : Nadine.B-Rouzaut,,J-Pierre.F , op.cit, P91.

3. Les interventions sur les puits : définition et types

3.1. Définition

Les interventions sur puits au cours de l'exploitation du gisement ont pour but de maintenir ou d'augmenter la production des puits producteurs.

Les interventions sur puits peuvent être décidées suite à :¹

- Des considérations opérationnelles telles qu'une baisse anormale de la production ou une usure prématurée et un vieillissement des équipements du puits. ;
- Des considérations relatives au gisement soit pour connaître son évolution, soit pour s'adapter au mieux à son comportement ;

¹Saadallah.O- Slimani.S, « Étude des différents moyens et techniques d'intervention sur des puits producteurs (huile et gaz) champ sud (Groupement TFT et Rhourd nouss) », mémoire de Master, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2016/2017, P03.

- Des incidents intervenus en réalisant les interventions décidées pour les raisons ci-dessus, par exemple pour essayer de récupérer un "poisson" laissé dans le puits.

Les interventions sur puits au cours de l'exploitation du gisement ont pour but de maintenir ou d'augmenter la production des puits producteurs.

3.2. Types des interventions

Les interventions réalisées sur les puits de production se répartissent en deux grandes catégories. D'une part, les opérations d'entretien courant (well servicing) consistent en des travaux légers de maintenance régulière visant à assurer le bon fonctionnement du puits, et la reprise de puits de production désignée sous le nom de workover qui comprend des réparations plus lourdes.¹

Parmi ces interventions, on a :

3.2.1. Well testing

L'évaluation du potentiel de production des puits est un élément essentiel pour apprécier la valeur d'un gisement découvert. Pour ce faire, on réalise des essais de puits (well testing) qui consistent à mesurer les débits de fluides en surface ainsi que les pressions en tête de puits et au fond, et permettent de plus d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, notamment la perméabilité moyenne, mais cette fois-ci dans un rayon qui peut atteindre plusieurs centaines de mètres autour du puits.²

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir pour estimer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation ; parmi ces renseignements on distingue :³

- Reconnaissance des qualités pétro-physiques de réservoir comme la perméabilité, l'hétérogénéité, et la porosité ;
- Evaluation de la productivité du puits ;
- Contribution à la connaissance du mécanisme de drainage de gisement ;
- Efficacité de la complétion et de la stimulation ;

¹Nadine.B-Rouzaut.J-Pierre.F, « Recherche et production du pétrole et du gaz (réserves, couts, contrats) », Edition : TECHNIP, Paris, 2011, P93.

² COSSE.R, « techniques d'exploitation pétrolière : le gisement », Edition : TECHNIP, Paris, 1988, P07

³ Chebaiki.M- Moati.S, « Well Testing : Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le Flanc Est de HaoudBerkaoui (HBK) », mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2019/2020, P14

- Estimation des réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir ;
- Prévisions des incidents éventuels de production à partir de l'identification des différents problèmes rencontrés pendant la production.



Figure II. 8 : Equipement de welltesting.

Source : AL SHIRAWI Equipment, « *well testing* », consulté le: 01/04/2024, sur le site: <https://alshirawiequipment.com/products/well-testing-epf/>

3.2.2. Le travail au câble

Le travail au câble regroupe deux techniques d'intervention sur les puits en production : le wireline et le slickline.

Le wireline utilise un câble électrique conducteur pour faire circuler des données et des signaux entre la surface et les outils de mesure ou d'intervention descendus au fond du puits. Le slickline emploie un simple câble lisse en acier, pour des opérations plus basiques ne nécessitant pas de transmission électrique.

Ces deux méthodes permettent de réaliser de nombreuses opérations dans le puits, comme :¹

- Le contrôle et nettoyage du tubing ;
- Des opérations de mesure (enregistrement de pression et température de fond, échantillonnage, diagraphie de fond) ;
- Le repêchage d'outils (pose et repêchage de la Storm choke, vannes gas-lift).

¹ Fadhel.S, « *Le travail au câble* », IAP Boumerdes, 2017, P04-05.



Figure II. 9: Unité de Wireline et slickline

Source : Weatherford, « *wireline services* », consulté le 01/04/2024, sur le site : <https://www.weatherford.com/products-and-services/drilling-and-evaluation/wireline-services/>

3.2.3. Méthodes de stimulation

Parfois, la productivité mesurée des puits s'avère trop faible, que ce soit en raison des caractéristiques pétro-physiques intrinsèques du réservoir ou d'un potentiel dommage lié aux opérations de forage. Le mauvais cheminement de l'huile de gisement peut toutefois être amélioré grâce à des méthodes de stimulation, de type acidification ou fracturation hydraulique.¹

L'acidification vise à restaurer la perméabilité naturelle de la formation en injectant un acide spécifique à une pression inférieure à celle de fracturation. Ce traitement acide dissout partiellement la roche pour désobstruer les pores bouchés.

La fracturation hydraulique consiste quant à elle à créer des fissures dans le réservoir en appliquant de très hautes pressions hydrauliques. Cela permet d'augmenter artificiellement la perméabilité de la roche autour du puits en générant un réseau de fractures conductrices vers lequel les fluides peuvent s'écouler plus facilement.

¹ Nadine.B-Rouzaut,,J-Pierre.F, op.cit, P92.

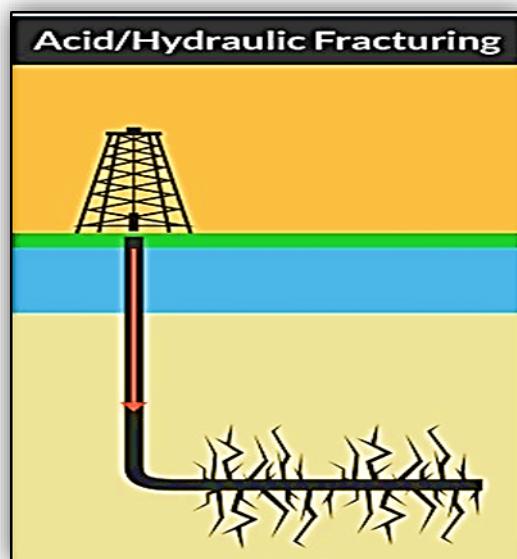


Figure II. 10: Principe de fracturation et acidification

Source: WEALD ACTION GROUP, « Acidisation », consulté le: 01/04/2024, <https://www.wealdactiongroup.org.uk/acidisation-2/>

3.2.4. Coiled tubing (CT)

L'intervention au Coiled Tubing consiste à faire descendre et manœuvrer un long tuyau flexible et continu de faible diamètre à l'intérieur d'un puits de pétrole ou de gaz. Cette opération peut être réalisée que le puits soit neutralisé ou qu'il soit sous pression. Le CT permet d'effectuer diverses opérations dans le puits sans le démonter, ce qui représente un gain de temps et de coûts par rapport aux méthodes conventionnelles nécessitant le démontage complet.

Les domaines d'application du Coiled tubing sont divers et comprennent notamment :¹

- Le forage avec un moteur hydraulique de fond ;
- Les opérations de perforation ;
- Le nettoyage des dépôts et sédiments ;
- La mise en place des bouchons de sable et de ciment ;
- La descente et remontée des outils au câble ;
- Les opérations de logging ;
- Les opérations de fraisage et repêchage ;
- Le forage des puits hautement dévié (drains latéraux).

¹BELKACEM.T- BOUNEDJAR.A, « Equipement des travaux de réparation et d'entretien des puits : Coiled Tubing », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara, 2018/2019, P02.

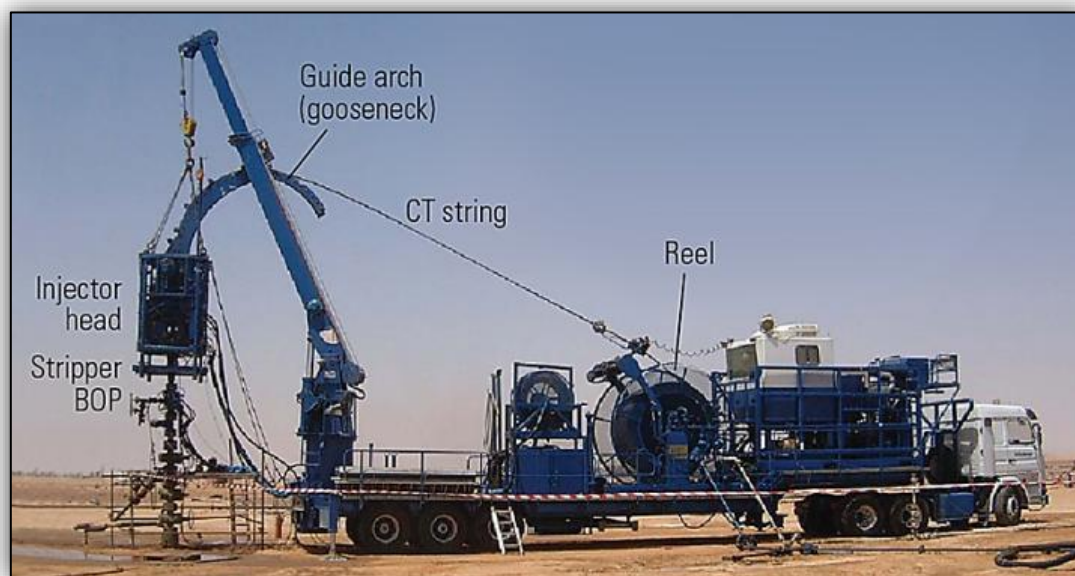


Figure II. 11:Unité de Coiled tubing.

Source :Slb, « Coiled tubing », consulté le : 01/02/2024,sur :[https://glossary.slb.com/terms/c/coiled tubing](https://glossary.slb.com/terms/c/coiled_tubing)

3.2.5. Snubbing

C'est une technique qui permet d'introduire une tige tubulaire équipée d'un clapet anti-retour à son extrémité dans un puits de pétrole ou de gaz sous pression. Cette opération est réalisée en utilisant un dispositif de manœuvre spécifique ainsi qu'un système d'étanchéité adapté pour contenir la pression à l'intérieur du puits.

Elle permet en outre :¹

- Des circulations à débit plus élevé ;
- Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation ;
- De mettre en place un tubing concentrique « permanent » ;
- La pose de bouchons de ciment ;
- Des reforages légers (bouchon de ciment, ...) ;
- Certaines instrumentations.

¹ D.PERRIN-M. CARON-G. GAILLOT, op.cit, P299.



Figure II. 12:Unité de snubbing

Source : RIGZONE, « How **Snubbing Units Work** », consulté le : 01/04/2024, sur [:https://www.rigzone.com/training/insight?insight_id=348&c_id](https://www.rigzone.com/training/insight?insight_id=348&c_id)

3.2.6. Workover

L'opération de workover est un processus majeur et largement utilisé visant à améliorer l'efficacité de l'exploitation des champs pétroliers et gaziers, ainsi qu'à maintenir les performances des puits. Il s'agit d'une opération d'envergure impliquant la réalisation d'un large éventail d'interventions techniques interconnectées et interdépendantes, qui doivent être menées dans un ordre précis et généralement de manière continue.¹

Le workover comprend de nombreuses procédures spécifiques, car chaque intervention dépend de son objectif particulier (production, maintenance, sécurité), de l'état actuel du puits, de son environnement, de sa nature et de son mode de complétion. En raison de cette grande variabilité, chaque opération de workover doit être soigneusement planifiée et mise en œuvre en fonction des conditions propres au puits et de ses besoins spécifiques.

¹Andrii.B- Taras.R-Myroslav.B- Lyubomyr.R – Michał.B, «**Ensuring efficiency of technical operation of equipment for workover operation**», Production engineering archives, N°29(3), 2023, P337.

4. Le budget des interventions

Les interventions se divisent généralement en deux catégories principales : celles inscrites dans le budget d'investissement et celles inscrites dans le budget d'exploitation.

Le budget d'investissement est consacré à des initiatives visant à améliorer les performances des puits et accroître l'efficacité opérationnelle à long terme. Cela comprend l'acquisition de technologies de WO, le développement de méthodes de récupération améliorées (fracturation hydraulique, acidification), ainsi que la maintenance préventive et corrective des équipements (snubbing). L'objectif est d'optimiser la rentabilité des puits tout en réduisant les risques et les arrêts de production.

Les opérations inscrites dans le budget d'exploitation englobent un ensemble d'activités quotidiennes visant à maintenir la production de pétrole ou de gaz naturel de manière efficace et sûre. Elles comprennent la surveillance continue de la pression et du débit, mesurent avec précision la quantité de fluide présente dans le réservoir, fournissant ainsi des informations importantes sur la production et les performances du puits.

Conclusion

Les puits représentent les actifs clés de l'industrie pétrolière. Maintenir leur productivité optimale tout au long de leur cycle de vie est essentiel pour assurer un approvisionnement énergétique fiable et durable. Cependant, cela nécessite des interventions continues et expertes visant à améliorer le rendement des puits, à éliminer les obstacles, à stimuler la production, à effectuer des réparations et à garantir le bon fonctionnement des équipements. Ces interventions requièrent une planification minutieuse, une expertise technique pointue et l'utilisation de technologies innovantes afin de mener des opérations efficaces, sûres et rentables.

L'opération de workover exerce un impact économique et technique significatif dans ce contexte. C'est une procédure majeure impliquant de nombreuses interventions interconnectées qui doivent être réalisées dans un ordre précis et continu. Son rôle capital dans le maintien de la performance des puits en fait un sujet clé qui sera exploré en détail dans le prochain chapitre.

Chapitre III

L'opération Workover

Introduction

Dans le cadre des interventions pétrolières, l'importance de l'opération de workover se manifeste à travers son influence marquée à la fois sur le plan économique et technique. Cette opération englobe une gamme diversifiée de techniques et de procédures visant à résoudre les multiples problèmes pouvant survenir dans les puits producteurs (ou injecteurs).

Ce chapitre se propose d'explorer en profondeur les différentes facettes de cette opération, en mettant en lumière leurs objectifs spécifiques et les techniques employées. Nous aborderons également les tendances émergentes et les innovations technologiques prometteuses qui redéfinissent constamment les pratiques du workover, le rendant plus sûr et plus efficace.

1. Définition du Workover

Le terme “workover” se réfère à des opérations effectuées sur un puits de pétrole ou de gaz pour résoudre des problèmes spécifiques qui sont constatés après le début de la production et durant la vie du puits. Les travaux de workover impliquent généralement l'utilisation d'un appareil de forage pour intervenir dans le puits lui-même.

Le workover est une intervention complexe et coûteuse qui est généralement considérée comme le dernier recours lorsque d'autres méthodes de maintenance ne parviennent pas à résoudre les problèmes rencontrés dans un puits de manière efficace, car elle implique un arrêt prolongé du puits et nécessite des moyens considérables pour sa préparation et son exécution ce qui peut entraîner des pertes de production significatives. Donc, avant de procéder à un workover, une planification minutieuse est essentielle pour maximiser l'efficacité de l'opération tout en minimisant les risques.



Figure III. 1 : Unité de workover

Source : Photo prise par nous-mêmes

2. Types de workover

Les opérations de workover peuvent être classées en fonction des raisons pour lesquelles elles sont effectuées et de leurs objectifs.¹

2.1. Workover de production

Le but principal d'un WO de production est d'améliorer ou de restaurer la production d'hydrocarbures d'un puits. Cette procédure est nécessaire lorsqu'on a :

- Une baisse de la productivité ;
- Une faible perméabilité du gisement ;
- Une augmentation du GOR ;
- Une augmentation du WOR ;
- Une faible pression du gisement ;
- Un endommagement de la couche ;
- Le bouchage du tubing ou du fond du puits ;
- Une haute contre pression sur la couche ;
- L'inadéquation du système artificiel de production.

Il inclure des activités telles que :

- Reprise en short radius ou side-track ;
- Contrôle et ajustement des paramètres de production ;
- Réduction des venues d'eau, de sable ou de gaz pour optimiser la production ;
- Le rééquipement pour le gas-lift ;
- Le nettoyage du fond de puits ;
- Changement d'horizons producteurs ;
- Mettre en place une complétion multiple ;
- Conversion d'un puits producteur en injecteur ;
- Abandon d'une partie des perforations de la zone de production n'est plus productive ou débitrice d'eau.

¹ Entretien avec Mr BOUCHACHI.N, Ingénieur production, DP-Sonatrach, le 12/05/2024.

2.2. Workover de maintenance

Il est axé sur les opérations de réparation afin d'assurer le bon fonctionnement des équipements du puits et prolonger sa durabilité.

Un WO de maintenance peut être motivé par divers facteurs, notamment :

- Défaillance mécanique des équipements ;
- Corrosion ;
- Bouchage ou collapse du casing ;
- Mauvaise cimentation.

Il implique :

- Réparation ou changement des équipements endommagés ;
- Nettoyage du puits pour éliminer les débris et les obstructions ;
- Traitement de la corrosion pour prévenir les dommages ;
- Changement de complétion ou complétion dans le cas d'un abandon provisoire ;
- Repêchage des poisons.

2.3. Workover de sécurité

Cette opération est effectuée pour garantir la sécurité des opérations et des installations et abandonner de manière sécurisée un puits qui n'est plus rentable ou qui présente des risques.

Les Causes peuvent inclure :

- Défaillance des barrières de sécurité ;
- Détérioration de casing et des tubings ;
- Épuisement des réserves ;
- Coûts de maintenance élevés.

La solution consiste généralement à :

- Mise en place de mesures de sécurité supplémentaires ;
- Procédures d'abandon sécurisé du puits conformément aux réglementations ;
- Bouchage adéquat du puits pour éviter les fuites et les risques environnementaux.

3. Déroulement générale d'un workover

Les étapes opératoires varient d'une intervention à une autre, elles dépendent en particulier de l'équipement en place dans le puits et de son état, du travail à faire, et de la manière dont l'intervention va se dérouler en pratique.

La reprise de puits nécessite les étapes suivantes :¹

3.1.Établissement du programme

Chaque opération de reprise se précède par un programme bien détaillé et précis qui définit en plus des objectifs techniques, les méthodes et les moyens à mettre œuvre. Ce programme est élaboré par le service programmation en collaboration avec les services opérationnels de workover afin de garantir une bonne conduite des opérations.

3.2.Opération préliminaire

- Nettoyage et préparation de la plateforme pour recevoir l'appareil de workover ;
- Isolement de puits à l'installation de surface ;
- Préparation du circuit de la boue ;
- Préparation de puit pour la neutralisation.

3.3.Mise en sécurité du puits

En fait, cette mise en sécurité concerne aussi tous les puits voisins qui risquent d'être heurtés lors de la phase de mise en place de l'unité d'intervention.

Cette opération consiste à mettre en place des bouchons (plug) dans le tubing pour installer l'unité d'intervention sur la tête de puits en toute sécurité.

On dispose de trois moyens de base :

- Utilisation de bouchons mis en place par slick-line et ancré dans des sièges prévus dans le tubing (généralement au fond de puits et proche du packer) ;
- Fermeture de la vanne de sécurité de subsurface, si elle existe ;
- Pose d'un clapet anti-retour dans l'olive de suspension du tubing

En général on utilise au moins deux barrières de sécurité.

¹ Document interne de Sonatrach

3.4.Neutralisation de puits

Pour travailler en sécurité le puits doit être neutralisé avec une boue de nature et de densité convenable, préparé en quantité suffisante (trois fois le volume total du puits). La neutralisation d'un puits consiste à l'injection d'un fluide(boue) à l'intérieur de puits dont la densité choisi d'une façon que la pression hydrostatique exercé par la colonne de fluide dépasse légèrement celle de gisement.

Un puits est parfaitement neutralisé lorsqu'il est entièrement rempli de boue lui permettant d'être stable, avec suffisamment de pression hydrostatique empêchant toute venue.

3.5.Observation du puits

Après neutralisation il faut observer le puits et vérifier :

- L'absence de pression en tête
- La stabilité des niveaux des bacs à boue
- L'absence de bullage en surface

Le temps d'observation, quelle que soit sa durée, n'est pas une garantie absolue de la stabilité. Il est fonction de la méthode utilisée pour neutraliser le puits, du déroulement effectif de l'opération et de la manifestation de phénomène tels que l'expansion thermique. Il varie généralement d'une à plusieurs heures.

3.6.Mise en place de l'unité d'intervention

Lorsque le puits est sécurisé, la mise en place de l'appareil et de tout son équipement (bac, pompes, atelier, etc.) peut s'effectuer tout en respectant les consignes et les distances fixées par la sécurité.

3.7.Mise en place du BOP

Après la stabilité du puits, on peut se contenter en général d'une seule barrière. On peut alors démonter l'arbre de Noël au niveau de la tête de suspension du tubinget la remplacer par les obturateurs (BOP) que l'on test bien entendu.

Cette opération doit être réalisée le plus rapidement possible. Il faut donc sensibiliser le personnel, d'avoir tout le matériel prêt, disposer de moyens de manutention et de levage adaptés, vérifier l'état des bouchons de la tête de puits.

3.8.L'intervention dans le puits sous contrôle

Il peut varier considérablement en fonction des causes sous-jacentes et des objectifs spécifiques à atteindre

3.9. Remplacement des BOP par la tête de puits

Après l'exécution de l'opération d'intervention on procède au démontage de l'ensemble de B.O.P puis au montage de la tête puits.

3.10. Remise en production de puits

Lorsque la tête de puits mise en place on raccorde les conduites de collectes sur les parties latérales au niveau de la tubing head pour effectuer une circulation inverse de brut dégazé à travers la sortie d'annulaire pour but de remise en production.

Les étapes précédentes sont schématisées dans la figure suivante :

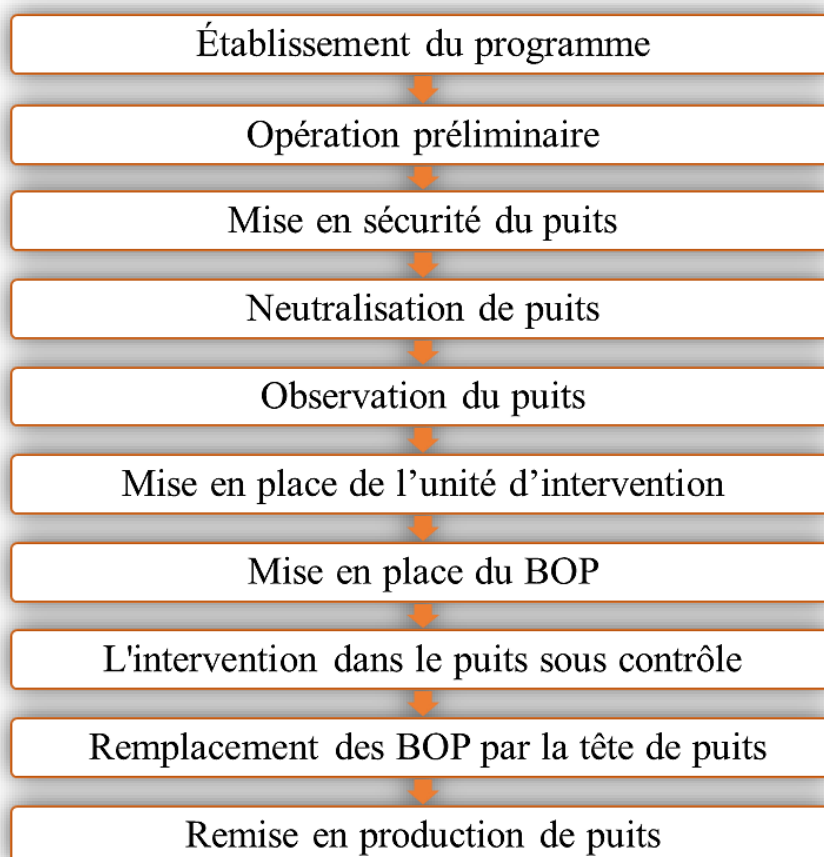


Figure III. 2: organigramme de déroulement générale du Workover

Source : Réalisé par nous-mêmes

4. Tendances émergentes dans les opérations de workover

L'intégration de technologies avancées et de techniques innovantes dans les opérations de workover offre des avantages significatifs à l'industrie pétrolière pour l'avenir. Ces avancées permettent une optimisation des processus de sélection des puits candidats, une amélioration de la précision des prédictions de performance des puits, une réduction des coûts opérationnels et une augmentation de la productivité globale des champs pétroliers. En utilisant des outils d'Intelligence Artificielle (IA), les opérateurs peuvent prendre des décisions plus éclairées et rapides, évitant ainsi les investissements inutiles et améliorant la rentabilité des opérations de workover. De plus, ces technologies permettent de gérer l'incertitude des données et d'optimiser les ressources, contribuant ainsi à une exploitation plus efficace et durable des champs pétroliers.¹

5. Les facteurs qui influencent les opérations workover

Il est à rappeler que l'une des causes principales du dépassement des prévisions budgétaires liées aux opérations de Workover est la prolongation de la durée de réalisation au-delà de la durée prévisionnelle de la reprise induisant des coûts supplémentaires non prévus initialement.

Les raisons de ces retards peuvent être scindées en plusieurs groupes dont on peut citer :²

5.1.Problèmes techniques

- Défaillance des équipements : Les équipements utilisés dans les opérations de workover et DTM peuvent tomber en panne. Cela inclut les treuils, les tiges de forage, les pompes, et autres outils spécifiques.
- Dysfonctionnement des outils : Les outils utilisés pour l'intervention peuvent se coincer ou se casser dans le puits, nécessitant des opérations de fishing complexes.

5.2.Conditions de puits non prévisibles

- Pression anormale : Des variations inattendues de la pression dans le puits peuvent compliquer les opérations et nécessiter des ajustements techniques importants.
- Formation géologique : Les formations géologiques imprévues, comme des zones de perte ou des couches de gaz, peuvent entraîner des retards.

¹UMOH GABRIEL.T, « Candidate well selection for intervention and workover : an artificial intelligence approche », projet, école d'ingénieurs, université d'uyo, 2019, p15.

² Entretien avec Mr FODIL.A, Ingénieur géophysique, DP-Sonatrach, le 21/05/2024.

5.3.Problèmes de sécurité

- Incidents de sécurité : Les accidents sur site, incluant les fuites de gaz, les incendies, ou d'autres incidents de sécurité, peuvent nécessiter des arrêts immédiats et des enquêtes, causant des retards significatifs.
- Protocoles de sécurité : Les exigences strictes en matière de sécurité peuvent ralentir les opérations, notamment lors de la mise en place de mesures préventives ou de procédures d'urgence.

5.4.Problèmes logistiques

- Disponibilité des équipements : Le retard dans l'approvisionnement ou l'arrivée des équipements nécessaires peut ralentir les opérations.
- Transport et accès : Les difficultés d'accès au site du workover, surtout dans des zones reculées ou avec des conditions météorologiques difficiles, peuvent causer des retards.

5.5.Complications opérationnelles

- Problèmes de personnel : La disponibilité et l'expérience du personnel sur site peuvent affecter la rapidité des opérations. Des erreurs humaines peuvent également entraîner des retards.
- Coordination et communication : Une mauvaise coordination entre les équipes sur site et celles au siège, ou une communication inefficace, peuvent entraîner des erreurs et des retards.

5.6.Problèmes environnementaux

- Conditions météorologiques : Des conditions météorologiques extrêmes, telles que les tempêtes ou les vents de sable, peuvent rendre les opérations dangereuses et nécessiter des arrêts temporaires.
- Réglementations environnementales : Le respect des réglementations environnementales peut parfois imposer des délais supplémentaires, notamment si des interventions spécifiques sont nécessaires pour éviter des impacts environnementaux.

5.7.Problèmes de gestion

- Planification inadéquate : Une planification initiale insuffisante ou des prévisions incorrectes peuvent entraîner des retards lorsque des problèmes inattendus surviennent.
- Changements de conception : Les modifications apportées au plan du workover en cours d'opération, en raison de nouvelles données ou de changements dans les objectifs, peuvent nécessiter des ajustements qui prennent du temps.

6. Comparaison entre le workover et le forage

Cette comparaison détaillée met en lumière la différence entre ces approches en termes de plusieurs facteurs :¹

6.1.Coûts initiaux

Le coût initial d'un WO est généralement inférieur à celui d'un forage de nouveau puits car une grande partie de l'infrastructure nécessaire est déjà en place.

6.2.Risques

Les risques associés à un WO sont généralement moins élevés que ceux d'un forage de nouveau puits, car il existe déjà des données sur le puits existant, telles que les caractéristiques géologiques et la performance de production.

6.3.Temps de production

Un WO peut généralement commencer à produire plus rapidement qu'un nouveau puits, car il nécessite moins de temps pour la planification et la construction.

6.4.Production supplémentaire

Un forage de nouveau puits peut potentiellement offrir une production plus importante et plus durable à long terme, tandis qu'un WO vise à restaurer ou à augmenter la production d'un puits existant qui peut avoir déjà atteint un certain niveau de déclin.

6.5.Rentabilité à long terme

Bien que les coûts initiaux d'un WO soient généralement inférieurs, la rentabilité à long terme d'un forage de nouveau puits peut être plus élevée en raison de sa capacité à produire à des niveaux plus élevés pendant une période prolongée.

¹Entretien avec Mme FERRADJI Fariza, chef de projet, DG-Sonatrach, le 12/05/2024.

7. Répartition des coûts d'un workover

Le coût d'un workover peut varier considérablement d'une intervention à l'autre en fonction de plusieurs facteurs, notamment les causes sous-jacentes de l'opération et les objectifs spécifiques à atteindre. Voici un exemple de répartition des coûts d'un workover :

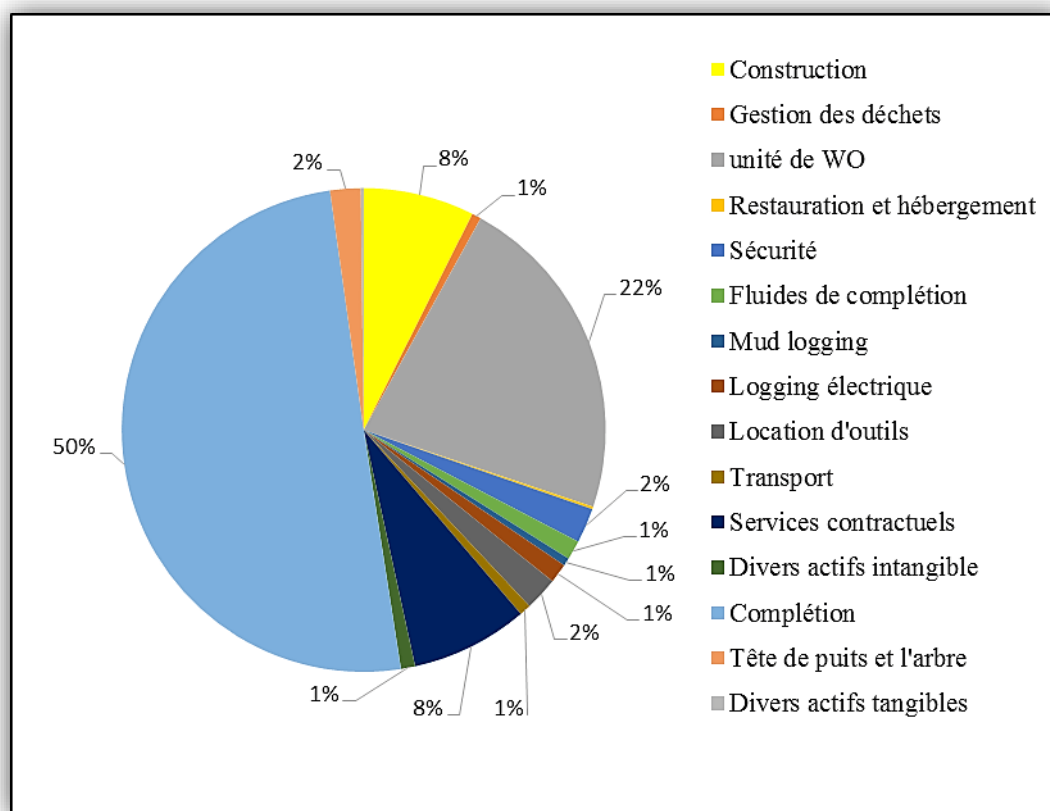


Figure III. 3:Exemple répartition des coûts d'un workover.

Source : Réaliser par nous-même à partir de données de DP- Sonatrach

La figure 1 présente une répartition détaillée des coûts d'un workover, avec un coût total de 2.7 MM\$ (voir l'annexe 05). Cette répartition présente les différentes dépenses impliquées dans un workover et montre que la complétion représente la part la plus importante. L'objectif de l'opération dans ce cas est le changement de la complétion

Le coût associé à cette partie spécifique de l'intervention est de 1.3 MM\$, ce qui représente exactement 50% du coût total estimé du workover. Suivis par l'unité de workover avec 22% du coût total, soit 0.6 MM\$.

8. Le workover en Algérie

Avec près de 5600 puits, ainsi qu'une expansion soutenue de ses activités d'exploration et de production, Sonatrach fait face à des défis opérationnels croissants. Cette situation se traduit par une augmentation continue du nombre d'opérations workover nécessaires chaque année (voir l'annexe 06). Ces interventions deviennent également de plus en plus délicates et risquées à mesure que les puits vieillissent. Pour relever ces défis, la Division Production de l'activité Exploration-Production est chargée d'identifier les besoins en travaux de workover, de les programmer de manière optimale et de superviser leur réalisation sur l'ensemble des puits.

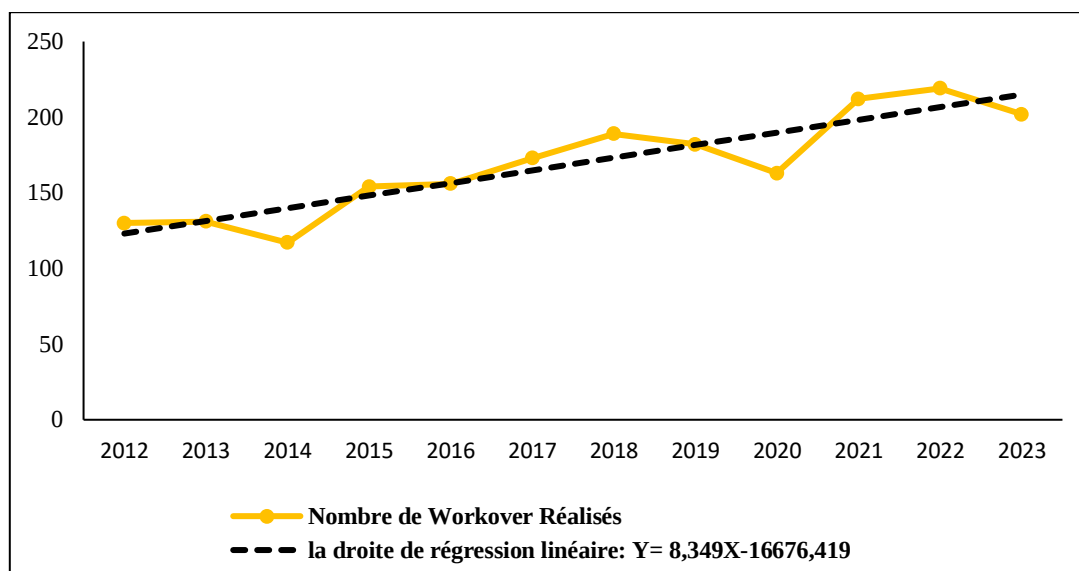


Figure III. 4: Historique des réalisations annuelles de Workover entre 2012 et 2023

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de DP- Sonatrach

Le graphique ci-dessus illustre clairement la tendance à la hausse des opérations de workover réalisées par Sonatrach au cours de la dernière décennie.

On observe une croissance régulière du nombre d'interventions de workover année après année, passant d'environ 130 opérations en 2012 à un niveau record de 219 opérations réalisées en 2022. Ce pic de 2022 témoigne des efforts intensifiés de la Division Production pour maintenir la productivité et l'intégrité des puits matures, ainsi que pour relancer la production sur des puits plus anciens.

Conclusion

Par conséquent, bien que les coûts élevés du workover puissent représenter un défi financier, son importance stratégique ne peut être négligée. Les compagnies pétrolières doivent donc adopter des approches innovantes, telles que l'utilisation de technologies avancées et la mise en œuvre de stratégies de gestion des coûts efficaces, afin d'optimiser les performances opérationnelles tout en maîtrisant les dépenses. En définitive, une planification minutieuse, une exécution rigoureuse et une évaluation continue sont essentielles pour maximiser la valeur ajoutée du workover dans le contexte de l'industrie pétrolière.

Le prochain chapitre se concentrera donc sur l'impact du workover sur la performance économique des puits. Une étude de rentabilité détaillée sera entreprise, examinant attentivement les coûts et les bénéfices associés à cette opération.

Chapitre IV

Evaluation de la performance économique des puits après intervention « WO »

Introduction

Au sein de l'industrie pétrolière, les opérations de workover revêtent une importance capitale en offrant une solution flexible pour faire face aux multiples défis rencontrés lors de l'exploitation des puits. Parmi les enjeux majeurs, les problématiques liées à la production occupent une place centrale, pouvant compromettre significativement la performance et la rentabilité des puits producteur. C'est dans ce contexte que le workover s'impose comme une intervention stratégique, visant à rétablir ou à optimiser les conditions d'écoulement des fluides, et par conséquent, à accroître les rendements des puits.

Le présent chapitre se propose de débiter par une présentation de Sonatrach, en mettant l'accent sur ses structures opérationnelles, notamment l'activité E&P, et de présenter la division production DP qui est l'organisme d'accueil. Ensuite, d'évaluer de manière approfondie l'influence des opérations workover sur la performance des puits pétroliers.

1. Le groupe SONATRACH

1.1. Présentation générale de SONATRACH

SONATRACH est la compagnie nationale d'hydrocarbures, elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, adoptant une stratégie de diversification, elle se développe dans les activités de génie électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Elle joue pleinement son rôle de locomotive de l'économie nationale. Elle a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Cet acteur majeur de l'industrie pétrolière, surnommé la major africaine, tire sa force de sa capacité à être un groupe entièrement intégré sur toute la chaîne de valeur des hydrocarbures.¹

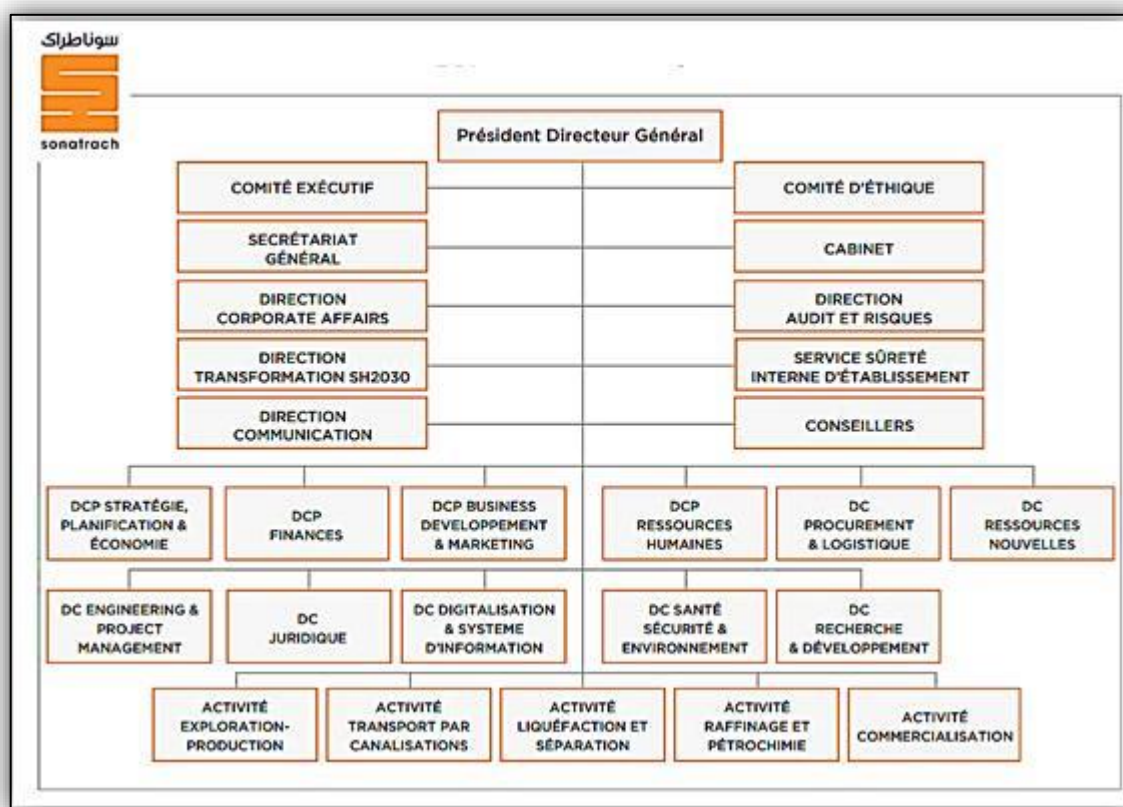


Figure IV. 1 : Organigramme de la macrostructure de SONATRACH

Source : Document interne

La compagnie nationale des hydrocarbures de l'Algérie SONATRACH, exerce plusieurs activités clés dans l'activités pétrolière et gazière qui sont comme suit :

¹ Document de Sonatrach, <https://sonatrach.com/>, consulté le : 20/05/2024

- **Exploration-production (EP)** : a pour mission la recherche, le développement, l'exploitation et la production des hydrocarbures.
- **Transport par canalisation (TRC)** : assure l'acheminement des hydrocarbures de sud vers le nord et à l'étranger.
- **Liquéfaction et séparation (LQS)** : implique la transformation des hydrocarbures par la liquéfaction de gaz naturel (GNL) et la séparation de gaz de pétrole liquéfié (GPL).
- **Raffinage et pétrochimie (RPC)** : a pour mission essentielle l'exploitation et la gestion, de l'outil de raffinage et de la pétrochimie, pour répondre principalement à la demande du marché national en produits pétroliers.
- **Commercialisation (COM)** : est chargé de l'élaboration et l'application de la stratégie de SONATRACH en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international.

1.2. L'activité Exploration-Production

L'activité EP englobe six divisions qui sont :

- **Division Exploration (EXP)** : a pour mission de conduire et de développement des activités de prospection et de recherche d'hydrocarbures.
- **Division Forage (FOR)** : réaliser de "bons puits" dans des délais courts et à moindre coût, en respectant la réglementation en matière de qualité, environnement et sécurité.
- **Division Laboratoire (LAB)** : la structure de cette Division est devenue un outil scientifique et technique indispensable pour les structures opérationnelles de la SONATRACH.
- **Division Association (AST)** : cette division est chargée de la promotion de la coopération et des partenariats avec les entreprises étrangères.
- **Division Petroleum Engineering et Développement (PED)** : elle utilise la plus grande variété de données pétro-techniques, a pour mission de collecter et de stocker les données pertinentes générées par les autres divisions.
- **Division Production (DP)** : s'occupe uniquement comme son nom l'indique de la production des hydrocarbures liquides et gazeux.

2. Présentation de l'organisme d'accueil

2.1. Organisation de la Division Production (DP)

La Division Production (DP) est organisée comme suit :

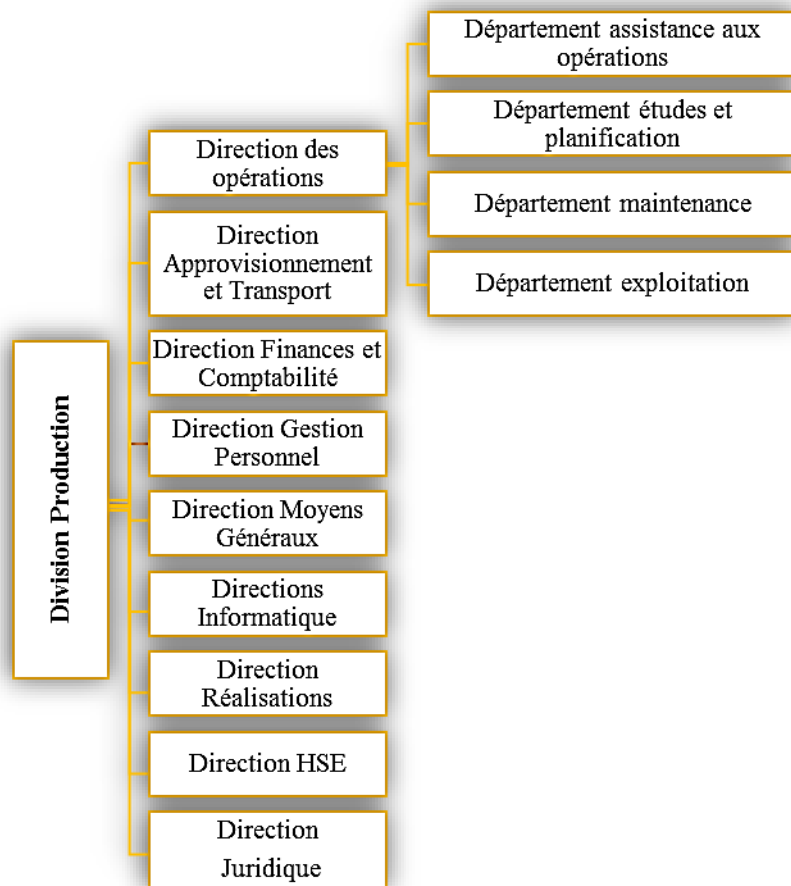


Figure IV. 2: Organigramme de la division production

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

2.2. Département assistance aux opérations (AOP)

Le Département Assistance aux Opérations est chargé aux trois services, de tous les aspects ayant trait aux opérations, aux puits programmées par les différentes régions de la Division Production et ce, tant en termes de techniques puits et d'analyse des résultats opérationnels, qu'en termes des procédures de contrôle, du traitement des processus concurrentiels, de la gestion des contrats y compris le suivi des consommations des enveloppes budgétaires.

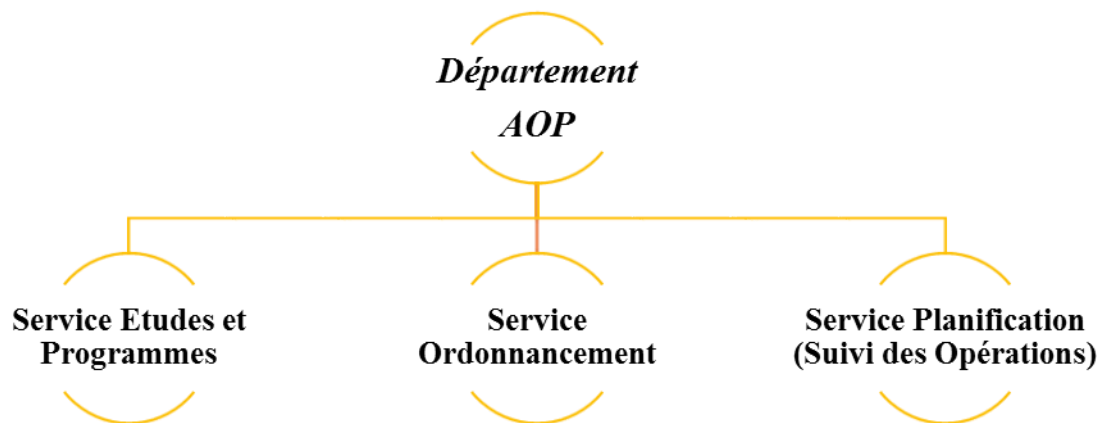


Figure IV. 3 : Organigramme de l'AOP

Source : Réalisé par nous-même à partir des données de Sonatrach

3. Présentation des puits étudiés

Dans le cadre de cette étude, nous nous concentrerons sur trois puits spécifiques ayant été confrontés à des problèmes de production impactant négativement leurs performances. Pour chacun d'entre eux, une opération de workover a été entreprise dans le but de remédier à ces défaillances et d'accroître la productivité.

3.1. Critères du choix des puits

On peut identifier les critères suivants pour le choix de ces trois puits dans le cadre de notre étude :

- Le premier puits a été choisi car il présentait une baisse significative de productivité, offrant ainsi l'opportunité d'évaluer l'impact d'un WO sur le rétablissement et l'amélioration de sa performance.
- La sélection de deuxième puits reposait sur le critère d'un arrêt complet de production malgré les tentatives de stimulation antérieures. Cela permettra d'étudier si un WO, en tant que

dernier recours, peut avoir un impact significatif en redémarrant la production d'un puits précédemment non productif.

- Le dernier puits a été choisi car il fournira un cas pour examiner si l'abandon des perforations taries et le rabattement sur un nouvel horizon productif via un WO peuvent avoir un impact positif notable sur les niveaux de production.

3.2. Les spécifications techniques des puits

Le tableau ci-joint contient les spécifications techniques des puits analysés :

Tableau IV. 1: Fiche technique des puits

Puits Les spécifications techniques	Puits N°01	Puits N°02	Puits N°03
Périmètre	Hassi Messaoud (Zone centrale)	Hassi Messaoud (Zone complexe)	RHOURDE CHEGGA
Nature	PPH	PPH	PPH
Date de forage	16/03/2021	12/04/2011	03/03/2018
DST*	1,99 m3/h	12,88 m3/h	4.02 m3/h
Début de WO	31/07/2022	20/11/2022	25/08/2023
Fin de WO	18/02/2023	22/04/2023	23/11/2023
Durée de réalisation	202 jours	153 jours	90 jours
Durée prévue	120 jours	120 jours	60 jours
Débit moyen avant le WO	0,82 m3/h	0 m3/h	0 m3/h
Débit moyen après le WO	3,93 m3/h	7,35 m3/h	3.5 m3/h

Source : Réalisé par nous-mêmes

*Le DST est un test pour évaluer le potentiel de production après le forage d'un puits de pétrole ou de gaz.

3.3. Raisons et objectifs de l'opération WO

Les raisons et les objectifs de l'opération WO pour chaque puits, sont comme suit :

3.3.1. Puits N°01

Face à une baisse significative de sa productivité, le puits N°01 était en besoin de la mise en œuvre d'une intervention de workover ambitieuse afin de redynamiser son rendement. L'option technique retenue est la réalisation d'un short radius, consistant à dévier latéralement la trajectoire du puits sur une courte distance (voir l'annexe 01) pour accéder à des zones vierges du réservoir. Cette opération délicate vise à créer une nouvelle fenêtre d'écoulement au sein de la formation géologique, permettant ainsi d'augmenter la surface drainante et la productivité du puits afin de contrer la chute de production observée.

3.3.2. Puits N° 02

L'intervention de workover planifiée sur le puits N°02 fait suite à un arrêt complet de sa production, le rendant économiquement non viable dans sa configuration va. Malgré la mise en œuvre de diverses techniques, incluant des opérations d'acidification, de fracturation hydraulique (voir l'annexe 04). Les tentatives de stimulation se sont avérées infructueuses. Face à cette impasse opérationnelle, la réalisation d'un short radius lors du workover a été identifiée comme la dernière alternative envisageable pour redonner un second souffle à cet actif stratégique. Cette procédure complexe vise à dévier latéralement la trajectoire du puits sur une courte distance (voir l'annexe 02), permettant ainsi d'accéder à des zones vierges du réservoir et de créer une nouvelle fenêtre de drainage productive. Bien que techniquement exigeante, cette opération constitue l'ultime recours pour sauvegarder le potentiel économique résiduel du puits 02 et restaurer des niveaux de production rentables.

3.3.3. Puits N°03

Dans ce cas, la zone de production initialement ciblée est devenue totalement improductifs à cause du mauvais choix de réservoir, menaçant la rentabilité à long terme de ce puits. Pour remédier à cette situation, un workover a été réalisé pour abandonner cette partie existante, et rabattre le puits sur un nouvel horizon (réservoir T1) jugé plus prometteur (voir l'annexe 03). Cette opération permet de se concentrer sur une zone vierge du réservoir tout en isolant les perforations taries.

4. Analyse des indicateurs de la performance des puits

L'analyse portera sur l'évaluation rigoureuse de l'impact des interventions Workover, en examinant les aspects techniques, économiques et la rentabilité associée.

4.1. Analyse technique : Etude comparative de la production

Cette analyse porte sur l'évolution des paramètres clés de la production qui sont : le volume mensuel (m^3), la productivité moyenne (m^3/h)* et la productivité marginale (m^3/h)* pour les trois puits distincts.

Le suivi de ces trois indicateurs clés permettra d'identifier les tendances de production, de détecter les périodes de déclin ou d'amélioration des conditions d'écoulement, et d'évaluer l'impact des interventions réalisées (workover) sur l'efficacité des puits.

L'étude couvre l'intégralité du cycle de vie de ces puits, décomposé en trois périodes distinctes :

- Avant l'opération de workover ;
- Pendant la réalisation de l'opération de workover ;
- Après l'achèvement de l'opération de workover.

4.1.1. Puits N° 01

L'évolution de production du puits N°01 est étudiée à travers l'analyse des données graphiques représentant le volume mensuel écoulé, la productivité moyenne, et la productivité marginale, comme suite :

***Productivité moyenne (débit moyen)** : c'est la productivité unitaire, qui est le rapport entre la production mensuelle de pétrole et le temps de production exprimé en heures par mois.

*** Productivité marginale (débit marginal)** : c'est le volume additionnel de production obtenu en prolongeant la durée de production du puits d'une unité de temps (une heure).

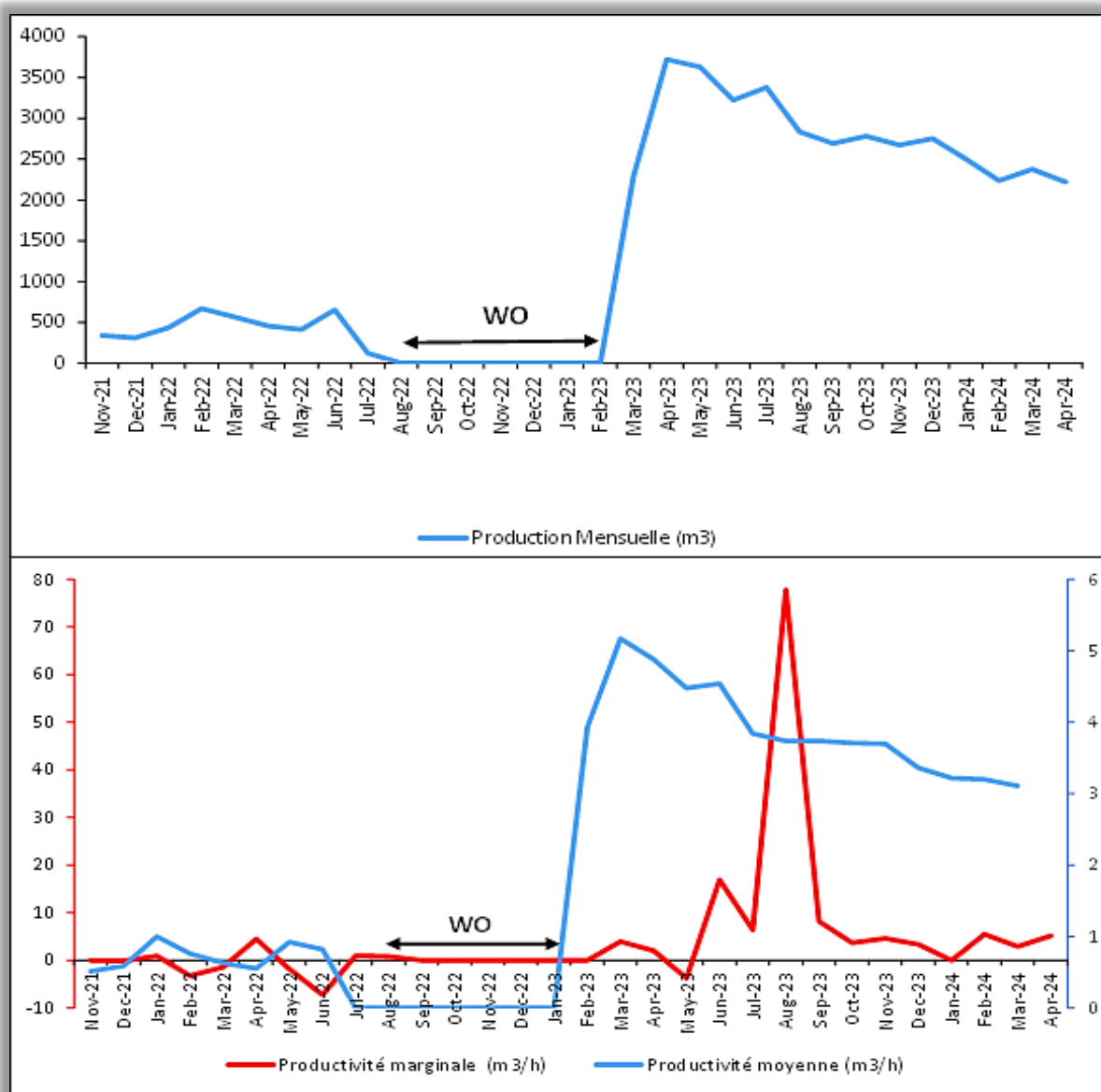


Figure IV. 4: Evolution mensuelle de la production et les productivités du puits N°01

Source : réalisé par nous-même

→ **La période avant l'opération WO : (novembre 2021- juillet 2022)**

- Au démarrage de la production, on observe une tendance décroissante initiale de la production mensuelle et du débit moyen entre novembre et décembre, avec un débit marginal négatif de $-0,11 \text{ m}^3/\text{h}$, indiquant un rendement décroissant.
- Entre décembre et février, une reprise temporaire de la croissance est visible avec un pic de production de $671,03 \text{ m}^3$ en février, malgré un débit marginal négatif de $-3,27 \text{ m}^3/\text{h}$ soulignant la dégradation des conditions d'écoulement.

- De février à mai, le déclin se poursuit avec des épisodes de fort ralentissement en mois de mars (productivité marginale de $-1,48 \text{ m}^3/\text{h}$) et mois de mai (productivité marginale de $-7,275 \text{ m}^3/\text{h}$).
- À la fin de cette période, pré-workover, la production mensuelle et le débit moyen atteignent un minimum de $123,99 \text{ m}^3$, reflétant une dégradation critique des conditions de productivité du puits.

A travers cette période on peut identifier les zones non-économiques de la production suivante :

Tableau IV. 2 : Les zones non-économique de la période avant workover du puits N°01

La zone	La productivité marginale m^3/h
Décembre 2021	-0.11
Février 2022	-3.27
Mars 2022	-1.48
Mai 2022	-1.837
Juin 2022	-7.275

Source : Réalisé par nous-même.

Une productivité marginale négative prolongée indique que le puits a atteint un stade avancé de son cycle de vie et nécessite une intervention pour remédier aux problèmes sous-jacents et restaurer des niveaux de production économiques viables.

→ La période de l'opération WO : (Aout 2022 - Février 2023)

Au cours de la période de neutralisation du puits pour l'opération workover, aucune production n'a été enregistrée, conformément aux procédures standards de sécurité lors de telles interventions.

Les travaux de workover se sont étendus sur une période de 202 jours, dépassant significativement la durée initialement planifiée de 120 jours. Ce prolongement de 82 jours par rapport au calendrier opérationnel prévisionnel a occasionné des pertes de production non négligeables, estimées à $3975,36 \text{ m}^3$.

Les retards accumulés lors de ce dépassement ont résulté en un manque à produire de $1613,76 \text{ m}^3$, impactant de manière conséquente les objectifs de production fixés pour cette période.

→ La période après l'opération WO : (Mars 2023 - Avril 2024)

- Après le workover, la production mensuelle atteint un niveau élevé de $2294,86 \text{ m}^3$ dès le mois mars 2023, suivi par un pic de $3720,73 \text{ m}^3$ en avril 2023.

- De plus, la productivité moyenne de 3,93 m³/h en mars 2023 dépasse le débit initial de 1,01 m³/h.
- Bien que la productivité marginale ait enregistré une valeur négative de -3,77 m³/h en Mai 2023, suggérant une baisse temporaire du rendement, elle est revenue à des niveaux très élevés par la suite, atteignant un maximum de 77,79 m³/h en mois d'août 2023. Cette forte productivité marginale indique que chaque heure supplémentaire de production contribue de manière significative à augmenter les volumes extraits.

A travers cette période on a observé une seule zone non-économique de la production :

Tableau IV. 3 : Les zones non-économiques de la période après workover du puits N°01

La zone	La productivité marginale m ³ /h
Mai 2023	-3.77

Source : Réalisé par nous-même

L'analyse précédente des trois périodes du cycle de vie du puits N°01, nous a permis d'identifier les indicateurs de la performance mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 4: Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°01

Les indicateurs de la performance	Avant WO	Après WO
Taux d'impact sur la production au début du période	> 100% (après WO)	
Production maximale m ³	671.03	3720.73
Production minimale m ³	123.99	2222.22
Productivité moyenne maximale m ³ /h	1.01	5.17
Productivité moyenne minimale m ³ /h	0.51	3.2
Productivité marginale maximale m ³ /h	4.50	77.79
Productivité marginale minimale m ³ /h	-7.28	-3.77
Production totale durant la période	3969.68	39324.31
Nombre total des heures de production durant la période	5433.66	10075.25
Productivité moyenne totale	0.73	3.90
Nombre de zones non-économiques	05	01

Source : Réalisé par nous-mêmes

Le Taux d'impact sur la production au début du période WO était supérieur à 100%. Après un volume de production de 123.99 m³ avant l'opération, cette valeur est multipliée par 18.5 au

début de la période après WO. Cette hausse significative de la production est un indicateur clair du succès de l'intervention sur le puits.

Le nombre de zones non-économique enregistré durant la période avant l'intervention est de 5 zones, qui sont des épisodes de déclin et de fort ralentissement, due à la productivité marginale négative. Ce qui signifie une perte des facteurs de production.

Après le workover, on observe une nette amélioration des performances du puits 01, les valeurs des indicateurs de la période après l'intervention sur le puits dépassent celles avant l'opération. Avec une productivité unitaire totale de 3.9 m³/h contre 0.73 m³/h.

4.1.2. Puits N°02

L'étude de l'évolution de la production du puits N°02 est réalisée à partir des graphiques ci-après représentant le volume mensuel, la productivité moyenne et la productivité marginale.

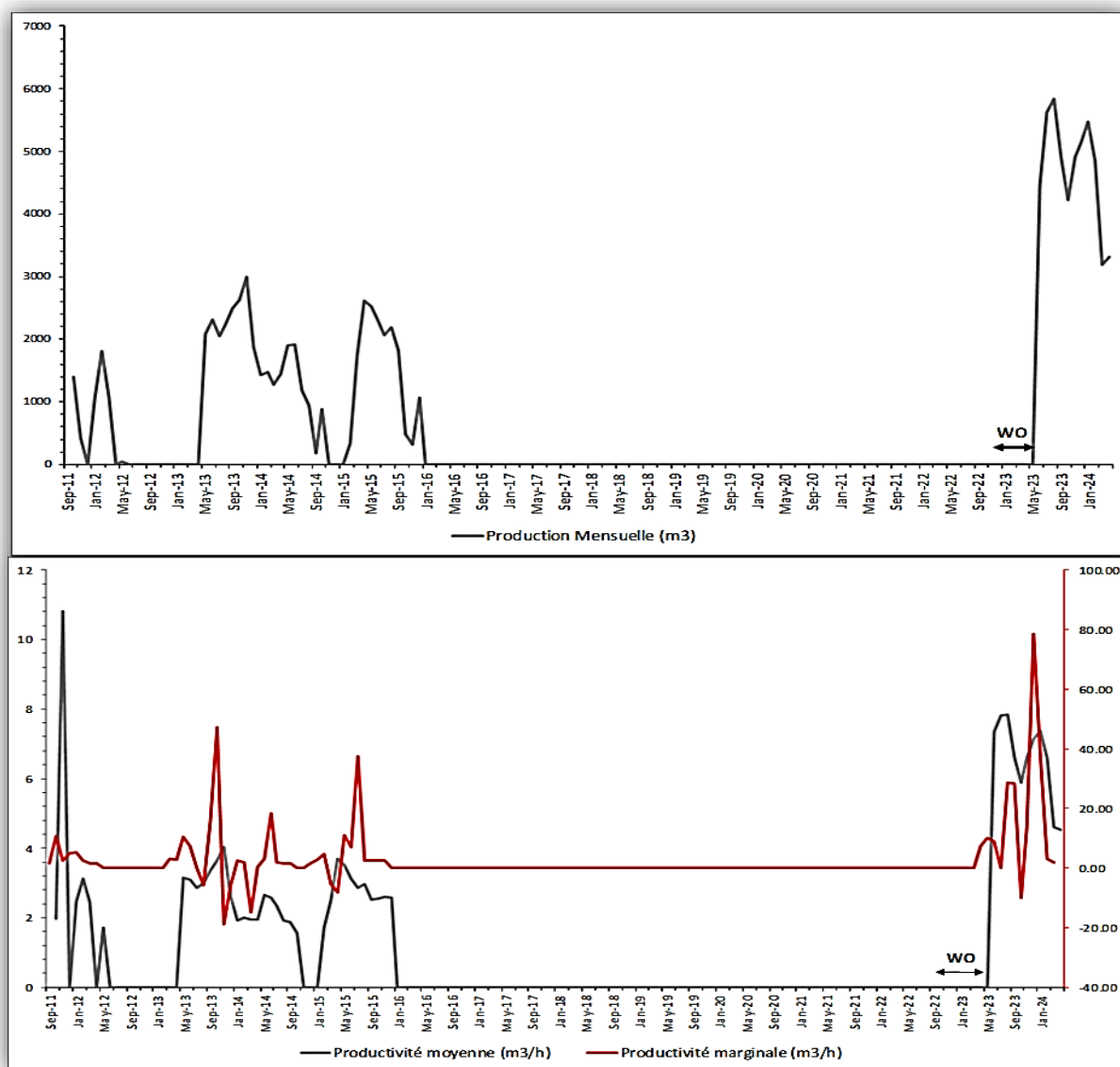


Figure IV. 5: Evolution mensuel de la production et les productivités du puits N°02

Source : Réalisé par nous-même.

→ **La période avant l'opération WO : (Septembre 2011 – Octobre 2022)**

- Au début de l'exploitation en septembre 2011, le puits N° 02 affiche une productivité initiale prometteuse, avec une production mensuelle maximale de 1810,29 m³ atteinte en janvier 2012 et une productivité marginale positive. Le débit moyen culminant à 10,8 m³/h en octobre 2011 témoigne de bonnes conditions d'écoulement initiales. Cependant, une baisse significative est ensuite observée, la production chute à 40,91 m³ en avril 2012 malgré une productivité marginale toujours positive, indiquant une dégradation prématurée des conditions d'écoulement.

- La période de mai 2012 à mars 2013 est marquée par un arrêt total de production (0 m³/mois), suggérant la survenue de problèmes opérationnels majeurs.
- Une reprise temporaire de la production est constatée d'avril 2013 à novembre 2015, mais ponctuée d'épisodes critiques de productivité marginale négative. Ces valeurs négatives reflètent une dégradation significative des conditions d'écoulement et un rendement décroissant malgré l'augmentation globale de production sur cette période.
- Malgré les tentatives de fracturation et d'acidification en fin de 2015, la production s'interrompt totalement à partir de décembre 2015 jusqu'en octobre 2022 (0 m³), témoignant de l'échec de ces opérations de stimulation et d'une dégradation critique et persistante des conditions de productivité du puits N°02, nécessitant une intervention de workover.

A travers cette période on peut identifier les zones non-économiques de la production suivante :

Tableau IV. 5 : Les zones non-économique de la période avant workover

La zone	La productivité marginale m ³ /h
Septembre 2013	-5.63
Décembre 2013	-18.72
Janvier 2014	-5.72
Avril 2014	-14.79
Avril 2015	-5.32
Mai 2015	-8.04

Source : Réalisé par nous-même

→ **La période de l'opération WO : (Novembre 2022 - Avril 2023)**

- L'opération de workover sur le puits N°02 s'est étalée sur 153 jours, dépassant la durée initialement prévue de 120 jours.
- Pendant toute cette période, la production est restée nulle en raison de la neutralisation du puits pour permettre les travaux de réhabilitation.

→ **La période après l'opération WO : (Mars 2023 - Avril 2024)**

- Après l'achèvement du workover, une reprise significative de la production est observée avec un volume total de 4450,21 m³, représentant un taux d'impact de 100% par rapport à la production nulle avant intervention.
- Les niveaux de production affichent une tendance à la hausse soutenue, atteignant un pic mensuel de 5832,47 m³ en juillet 2023, avec un débit moyen maximal de 7,8 m³/h,

démontrant l'efficacité des travaux réalisés pour restaurer les conditions d'écoulement du puits.

- Cependant, des fluctuations notables sont observées au niveau de la productivité marginale, avec un pic élevé de 78,5 m³/h en janvier 2024, mais également une valeur minimale de -9,8 m³/h en novembre 2023. Cette variation reflète une certaine instabilité temporaire des rendements, alternant entre des phases de forte productivité et des épisodes de rendement décroissant.

A travers cette période on a observé une seule zone non-économique de la production :

Tableau IV. 6 : Les zones non-économique de la période après workover du puits N°02

La zone	La productivité marginale m ³ /h
Novembre 2023	-9.8

Source : Réalisé par nous-même

L'analyse précédente des trois périodes du cycle de vie du puits N°02, nous a permis d'identifier les indicateurs de la performance mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 7 : Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°02

Les indicateurs de la performance	Avant WO	Après WO
Taux d'impact sur la production au début du période	100% (après WO)	
Production maximale m ³	2998.01	5832.47
Production minimale m ³	0	3191.08
Productivité moyenne maximale m ³ /h	10.8	7.84
Productivité moyenne minimale m ³ /h	0	4.52
Productivité marginale maximale m ³ /h	47.04	28.3
Productivité marginale minimale m ³ /h	-18.72	-9.8
Production totale durant la période	54561.7	55207.45
Nombre total des heures de production durant la période	19996.53	8623.66
Productivité moyenne totale	2.72	6.40
Nombre de zones non-économiques	06	01

Source : Réalisé par nous-même.

Le taux d'impact sur la production au début de la période après le workover (WO) était de 100%, Après un volume de production maximale atteignait 2998,01 m³ avant l'opération, elle est

presque doublée pour atteindre 5832,47 m³ après l'intervention. Cette hausse indique une reprise complète suite à l'intervention.

Le nombre de zones non économiques, représentant des épisodes de déclin et de ralentissement, a considérablement diminué, passant de 6 zones avant le WO à seulement 1 zone après, témoignant d'une nette stabilisation de la production.

Ces données montrent une nette amélioration globale des performances du puits après le workover, avec une augmentation substantielle de la production maximale, de la production minimale, de la production totale et surtout de la productivité moyenne totale. La réduction significative du nombre de zones non économiques confirme également le succès de cette intervention.

4.1.3. Puits N°03

Pour le puits N°03, les graphiques représentant le volume mensuel produit, la productivité moyenne et la productivité marginale, afin d'étudier l'évolution de sa production sont les suivants :

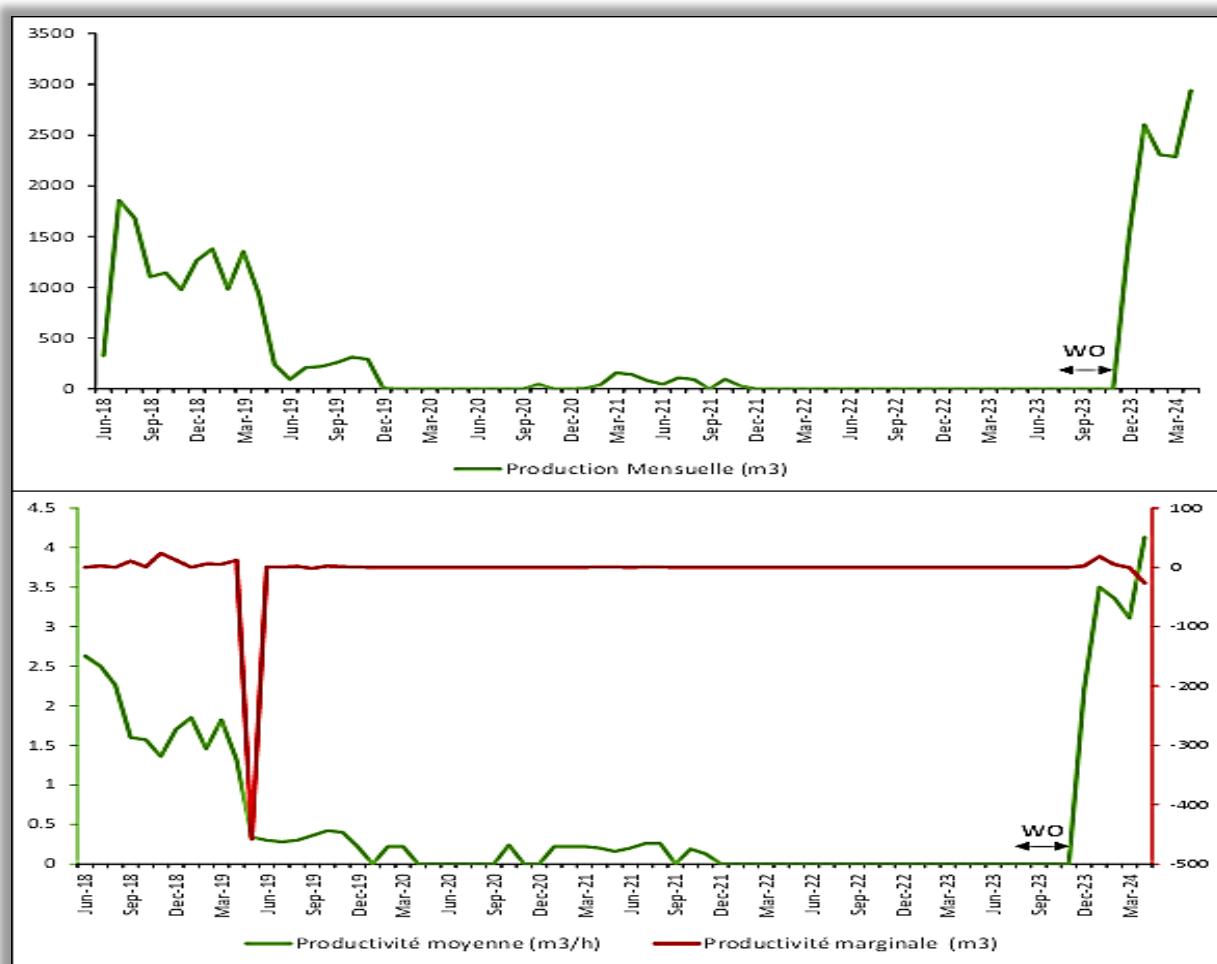


Figure IV. 6 : Evolution mensuel de la production et les productivités du puits N°03

Source : Réalisé par nous-mêmes.

→ **La période avant l'opération WO : (Juin 2018 – Juillet 2023)**

- Dans les premiers mois suivant la mise en production en juin 2018, le puits a affiché des niveaux de productivité relativement prometteurs, avec un débit moyen maximal de 2,63 m³/h. Cependant, la production s'est rapidement avérée instable, fluctuant de manière erratique avec des épisodes d'arrêt répétés.
- Cette instabilité initiale s'est manifestée par des écarts importants, allant d'un pic de production de 1856,41 m³ en juillet 2018 à un creux de seulement 1,75 m³ en mars 2020, où le débit moyen n'était que de 0,22 m³/h, reflétant une dégradation significative des conditions d'écoulement.

- De plus, un épisode de forte productivité marginale négative a été enregistré, notamment - 458,33 m³/h en mai 2019 et une autre valeur de -1,61 m³/h en septembre 2019, indiquant des rendements décroissants malgré la reprise temporaire de l'activité.
- La période d'avril à septembre 2020 a été particulièrement critique, avec un arrêt total de la production.
- Après cette chute initiale, la production est restée complètement arrêtée entre décembre 2021 et juillet 2023, nécessitant une intervention de workover pour tenter de rétablir la productivité du puits.

A travers cette période on peut identifier les zones non-économiques de la production suivante :

Tableau IV. 8:Les zones non-économique de la période avant workover du puits N°03

La zone	La productivité marginale m ³ /h
Mai 2019	- 458.33
Septembre 2019	-1.61

Source : Réalisé par nous-mêmes

→ **La période de l'opération WO : (Aout 2023 – Novembre 2023)**

- L'opération de workover sur le puits s'est déroulée sur une période de 90 jours, dépassant la durée initialement prévue de 60 jours.
- Pendant toute la durée des travaux, du mois d'août à novembre 2023, la production du puits a été totalement neutralisée, avec un volume nul 0 m³.

→ **La période après l'opération WO : (Décembre 2024 - Avril 2024)**

- Suite à l'opération de workover, une augmentation significative de la production est observée. Alors qu'aucune production n'était enregistrée avant l'intervention, le puits affiche désormais un volume total de 1500,2 m³ juste après l'opération.
- Ce redémarrage représente un taux d'impact de 100% par rapport à la situation antérieure de non-production, démontrant l'efficacité de l'opération réalisée.
- Néanmoins, certains épisodes de productivité marginale négative sont enregistrés, tels que - 0,41 m³/h en mars 2024 et une valeur particulièrement basse de -26,55 m³/h en avril 2024. Ces valeurs négatives indiquent des phases de rendement décroissant négatif malgré la reprise globale de la production.

-

Tableau IV. 9 : Les zones non-économique de la période après workover du puit N°03

La zone	La productivité marginale m ³ /h
Mars 2024	- 0.41
Avril 2024	-26.55

Source : Réalisé par nous-mêmes

L'analyse précédente des trois périodes du cycle de vie du puits N°03, nous a permis d'identifier les indicateurs de la performance mentionnés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 10 : Valeurs des indicateurs de la performance durant le cycle de vie du puits N°03

Les indicateurs de la performance	Avant WO	Après WO
Taux d'impact sur la production au début du période	100% (après WO)	
Production maximale m ³	1856.41	2938.4
Production minimale m ³	0	1500.2
Productivité moyenne maximale m ³ /h	2.63	4.13
Productivité moyenne minimale m ³ /h	0	2.2
Productivité marginale maximale m ³ /h	23.66	18.06
Productivité marginale minimale m ³ /h	-458.33	-26.55
Production totale durant la période	15494.58	11636.48
Nombre total des heures de production durant la période	16178	3560.67
Productivité moyenne totale	0.95	3.26
Nombre de zones non-économiques	02	02

Source : Réalisé par nous-mêmes

Le taux d'impact sur la production au début de la période après le workover (WO) était de 100%, la production maximale a connu une augmentation significative, passant de 1856,41 m³ avant le WO à 2938,4 m³ après, indiquant une reprise complète suite à l'intervention.

Le nombre de zones non économiques, représentant les épisodes de déclin et de ralentissement, est resté inchangé à 2 zones avant et après le workover.

Les indicateurs clés tels que la production maximale, la production minimale et surtout la productivité moyenne totale se sont nettement améliorés après le workover, témoignant des bénéfices apportés par cette intervention malgré la persistance de 2 zones non économiques.

4.2. Analyse économique : Etude comparative des coûts

Cette analyse porte sur les investissements et l'évolution des coûts d'exploitation variables pour trois puits distincts.

Le suivi des coûts variables mensuels et des dépenses d'investissement permettra d'identifier les tendances en termes de structure de coûts opérationnels, de détecter les périodes de hausse ou de baisse des charges d'exploitation, et d'évaluer l'impact des interventions majeures réalisées (workover) sur l'efficacité économique globale des puits.

L'étude couvre l'intégralité du cycle de vie de ces puits, décomposé en trois périodes distinctes :

- Avant l'opération de workover ;
- Pendant la réalisation de l'opération de workover ;
- Après l'achèvement de l'opération de workover.

4.2.1. Investissements (CAPEX)

L'ensemble des investissements (CAPEX) liés à ces trois puits est représenté dans les graphiques suivants :

4.2.1.1. Puits N°01

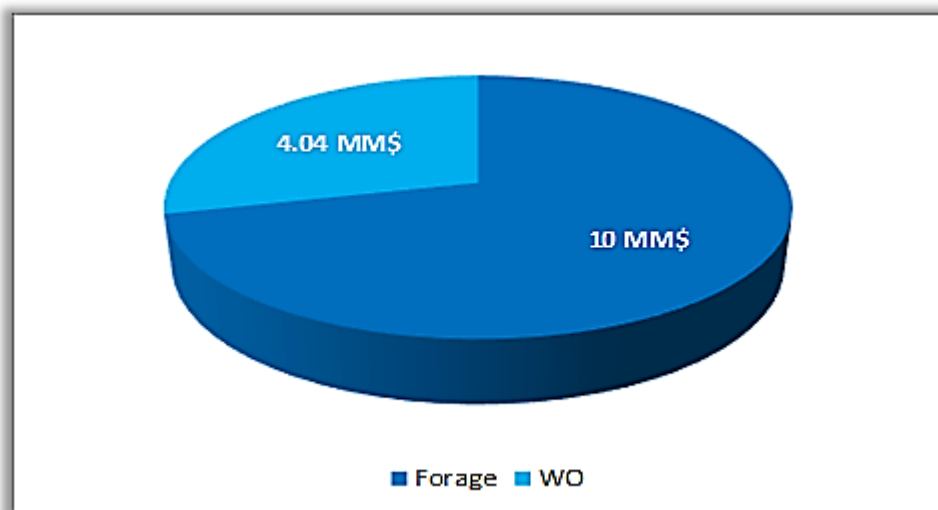


Figure IV. 7 : CAPEX puits N°01

Source : Réalisé par nous-même

L'analyse du diagramme sectoriel des dépenses capitalisées de puits N°01, indique que :

- Le coût de workover est inférieur à celui de forage de ce puits car une grande partie de l'infrastructure nécessaire est déjà en place ;
- Les travaux de workover pour ce puits étaient initialement prévus pour une durée de 120 jours, avec un budget estimé à 2,4 MM\$. Cependant, lors de l'exécution réelle de l'opération, il y a eu des dépassements importants à la fois en termes de délais et de coûts ;

- Le workover a finalement été réalisé en 202 jours, soit 82 jours de retard par rapport au calendrier initial prévu. De plus, les coûts réels se sont élevés à 4,04 MM\$, représentant un dépassement budgétaire de 1,64 MM\$ (68%) par rapport à l'estimation initiale.

4.2.1.2. Puits N°02

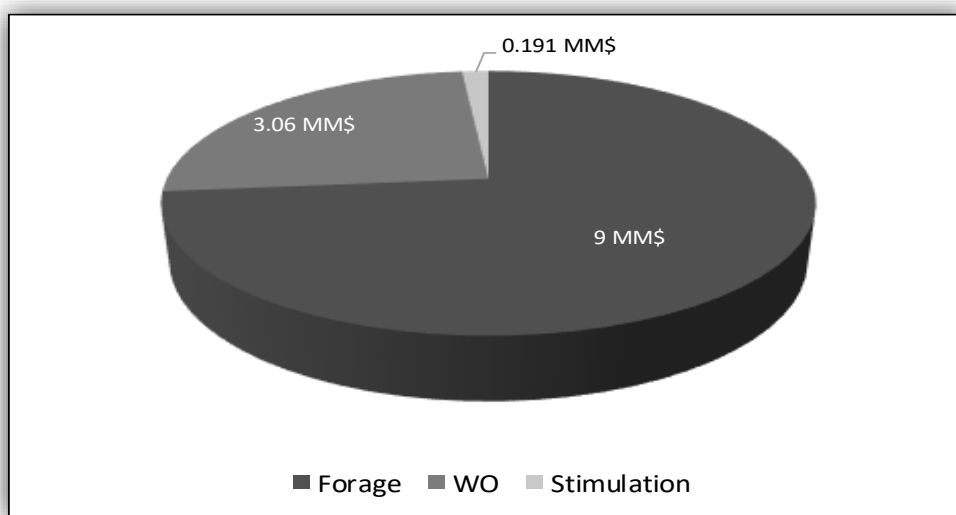


Figure IV. 8: CAPEX puits N°02

Source : Réalisé par nous-même

Concernant le puits N°02, la figure des CAPEX ventilés par secteurs d'investissement met en évidence que :

- Ce puits a initialement été foré à un coût de 9 MM\$, représentant un investissement massif ;
- Le workover a été réalisé en 153 jours, à un coût de 3,06 MM\$. Bien que légèrement supérieur à la période initialement prévue de 120 jours, ce délai reste raisonnable pour ce type d'opération complexe ;
- Des opérations supplémentaires de stimulation (fracturation et acidification) ont été entreprises à un coût de 0,191 MM\$ dans l'espoir de restaurer la production du puits, mais ces efforts n'ont malheureusement pas été fructueux.

4.2.1.3. Puits N°03

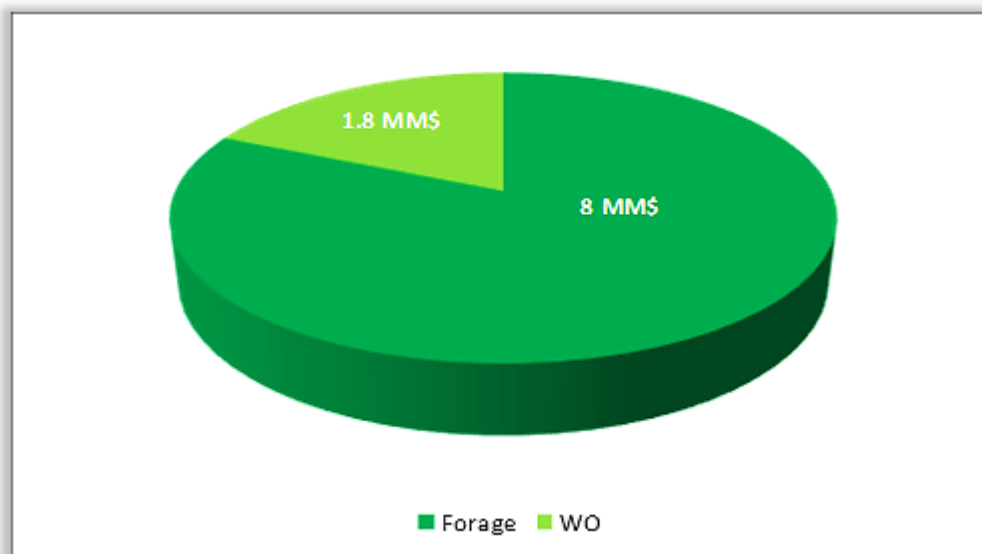


Figure IV. 9: CAPEX puits N°03

Source : Réalisé par nous-même

La répartition des dépenses d'investissement pour le puitsN°03 se présente comme suit :

- Le puits a initialement été foré à un coût élevé de 8 MM\$, représentant un investissement majeur pour l'entreprise.
- Le workover a été réalisé en 90 jours, à un coût de 1,8 MM\$. Bien que ce délai soit supérieur à la période initialement prévue de 60 jours, il reste relativement court compte tenu de la complexité de ce type d'opération.

4.2.2. Les coûts variables

Les graphiques ci-après illustrent l'évolution des coûts variables mensuels pour chacun des trois puits sur l'ensemble de leur cycle de vie.

4.2.2.1. Puits N°01

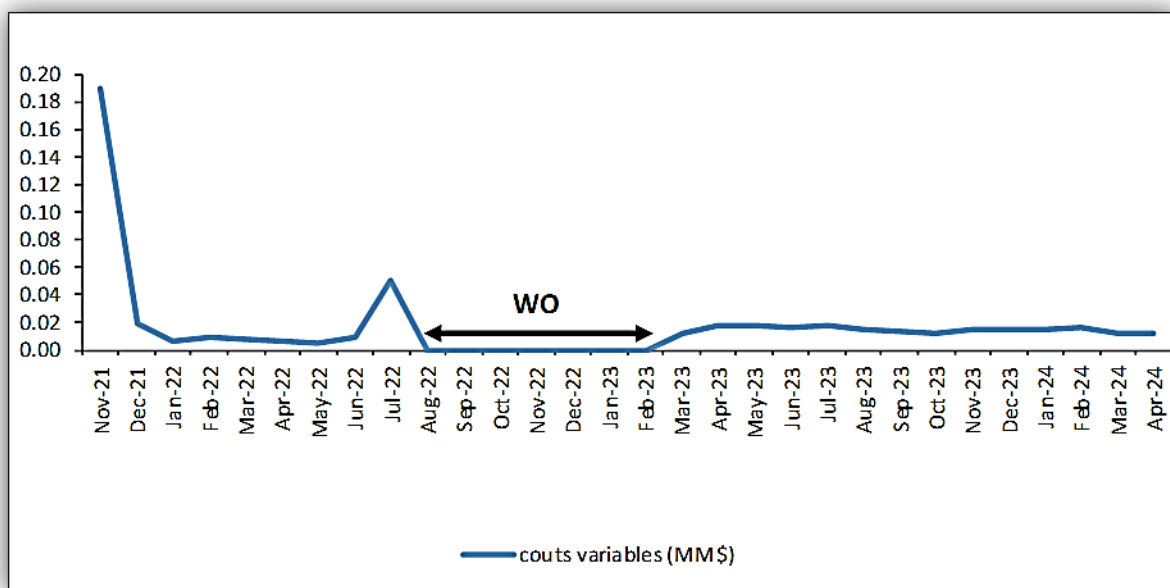


Figure IV. 10 : Evolution des couts variables durant le cycle de vie du puits N°01

Source : Réalisé par nous-mêmes

→ **La période avant l'opération WO : (Novembre 2021 – Juillet 2022)**

- Lors du mois de novembre 2021, les coûts variables étaient élevés, estimés à 0,19 MM\$. Cela s'explique par la réalisation de 6 opérations visant à optimiser le rendement et la productivité du puits en maximisant l'écoulement des hydrocarbures de la formation géologique vers la surface, ainsi que le démarrage du puits.
- Entre décembre 2021 et juin 2022, les coûts sont restés stables.
- Cependant, en juillet 2022, une augmentation des coûts a été observée, en raison de problèmes survenus sur le puits à la suite d'une baisse marquée de la production
- Cette détérioration de la performance du puits a mis en évidence la nécessité d'investissements supplémentaires (workover), afin de remédier les difficultés techniques rencontrées et rétablir des niveaux de production rentables.

→ **La période de l'opération WO : (Aout 2022 – Février 2023)**

- Durant la période du workover, les coûts associés à cette intervention ne sont pas traités comme de simples dépenses. Au contraire, ils sont considérés comme un investissement à part entière.

→ **La période après l'opération WO : (Mars 2023 - Avril 2024)**

- Après le workover, les coûts variables sont restés stables malgré une augmentation significative de la production du puits.

4.2.2.2. Puits N°02

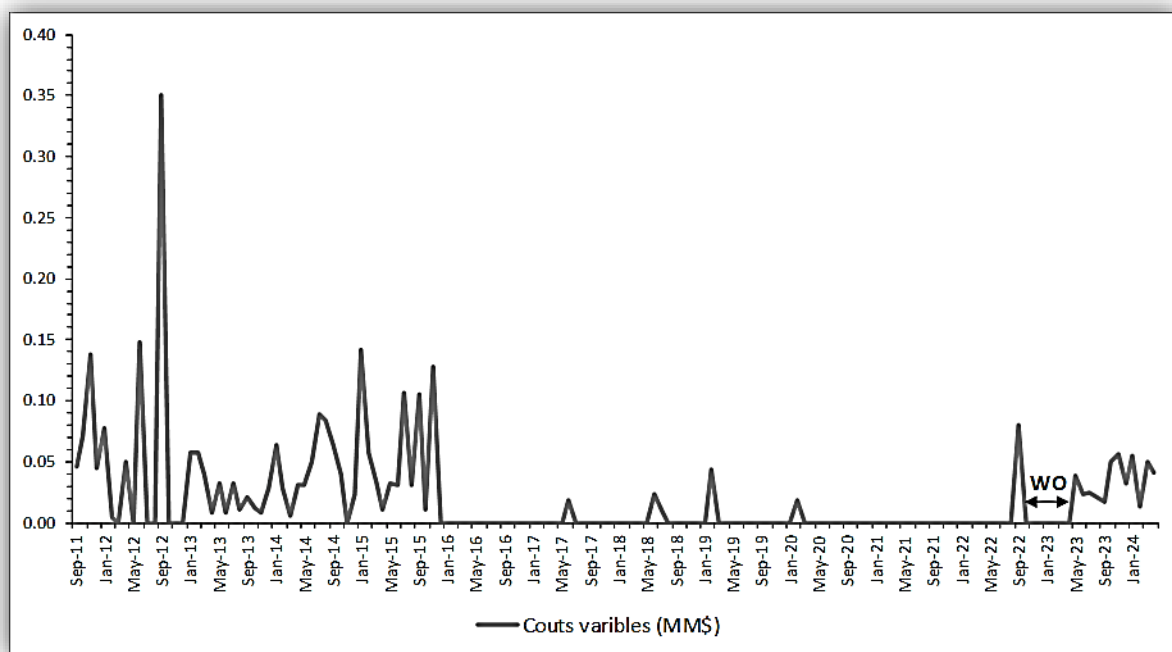


Figure IV. 11 : Evolution des coûts variables durant le cycle de vie du puits N°02

Source : Réalisé par nous-mêmes

→ **La période avant l'opération WO : (Septembre 2011 – Octobre 2022)**

- La période de septembre 2011 à décembre 2015 a été marquée par des coûts d'exploitation variables extrêmement élevés, atteignant un pic de 0,35 MM\$ en septembre 2012. Cette flambée des coûts est directement attribuable aux problèmes opérationnels rencontrés au niveau du puits, entraînant une chute significative des niveaux de production.
- Suite à cette période difficile, malgré l'arrêt complet des activités de production entre janvier 2016 et octobre 2022, des dépenses résiduelles ont dû être engagées pour l'entretien et le nettoyage du puits suite aux opérations d'acidification et de fracturation réalisées en décembre 2015.

→ **La période de l'opération WO : (Novembre 2022 - Avril 2023)**

Aucune charge d'exploitation variable n'a été comptabilisée pendant cette période, les coûts associés aux travaux de workover étant immobilisés et traités comme des investissements.

→ **La période après l'opération WO : (Mars 2023 - Avril 2024)**

- Une fois les travaux finalisés, on observe une nette diminution des coûts variables d'exploitation par rapport aux niveaux antérieurs à l'opération de workover.
- Cette baisse substantielle des coûts est le reflet direct de l'amélioration significative de l'efficacité opérationnelle du puits suite à cette intervention.

4.2.2.3. Puits N°03

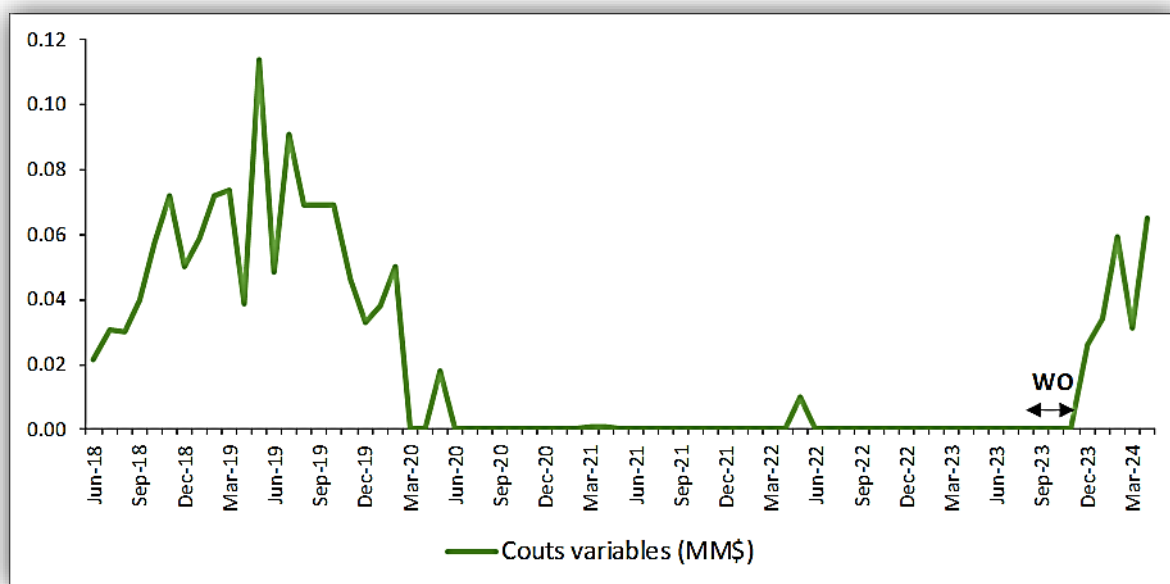


Figure IV. 12: Evolution des coûts variables durant le cycle de vie du puits N°02

Source : Réalisé par nous-mêmes.

→ **La période avant l'opération WO : (Juin 2018 – Juillet 2023)**

- Sur cette période, le puits a généré des coûts d'exploitation variables très élevés, en particulier entre juin 2018 et décembre 2021, avec un pic de 0,11 MM\$ enregistré en mai 2019. Ce mois record en termes de coûts coïncide avec une productivité marginale extrêmement faible de - 458,33 m³/h, la plus basse observée.
- Malgré une production nulle sur la période de janvier 2022 à juillet 2023, des dépenses ont encore dû être engagées pour des interventions légères visant à préparer une éventuelle remise en production.

→ **La période de l'opération WO : (Aout 2023 – Novembre 2023)**

- Durant la période de réalisation des travaux majeurs de workover, aucune dépense d'exploitation variable n'a été comptabilisée, l'ensemble des coûts associés à ces travaux étant immobilisés en tant qu'investissements.

→ **La période après l'opération WO : (Décembre 2024 - Avril 2024)**

- Une fois l'opération de workover finalisée, on constate une baisse notable des coûts variables par rapport aux niveaux prévalant avant l'intervention.
- Grâce aux effets bénéfiques de WO, le puits affiche une efficience opérationnelle nettement supérieure, permettant une réduction conséquente des charges variables.

4.3. Analyse de la rentabilité de l'opération WO

Cette étude vise à évaluer la rentabilité des opérations de workover réalisées sur trois puits distincts. L'analyse se concentre sur le suivi de l'évolution des cash-flows actualisés générés par ces puits après les travaux de workover, ainsi que quatre indicateurs de rentabilité seront calculés et interprétés pour chaque puits :

- La Valeur Actualisée Nette (VAN) ;
- Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) ;
- L'Indice de Profitabilité (IP) ;
- Le Délai de Récupération actualisé de l'Investissement.

Voici les hypothèses économiques qui sont utilisé pour calculer ces indicateurs :

Tableau IV. 11 : Les hypothèses économiques

Nature d'effluent	Pétrole brut
Durée d'étude	Début de WO jusqu'à avril 2024
Taux d'actualisation mensuelle*	0.8%
Taux de change	135 DA/\$
Prix de base du brut	60 \$/bbl
Coûts de transport*	704 DA/TM

Source : Réalisé par nous-même

*Le taux d'actualisation mensuelle est calculé à partir d'un taux d'actualisation annuelle 10 %.

* Les tarifs de transport sont fixés par l'ARH pour la période de tarification 2019-2023 et ils sont provisoirement appliqués pour l'année 2024.

4.3.1. Puits N°01

La figure suivante illustre l'évolution des flux de trésorerie actualisés et cumulés mensuellement pour le puits 01.

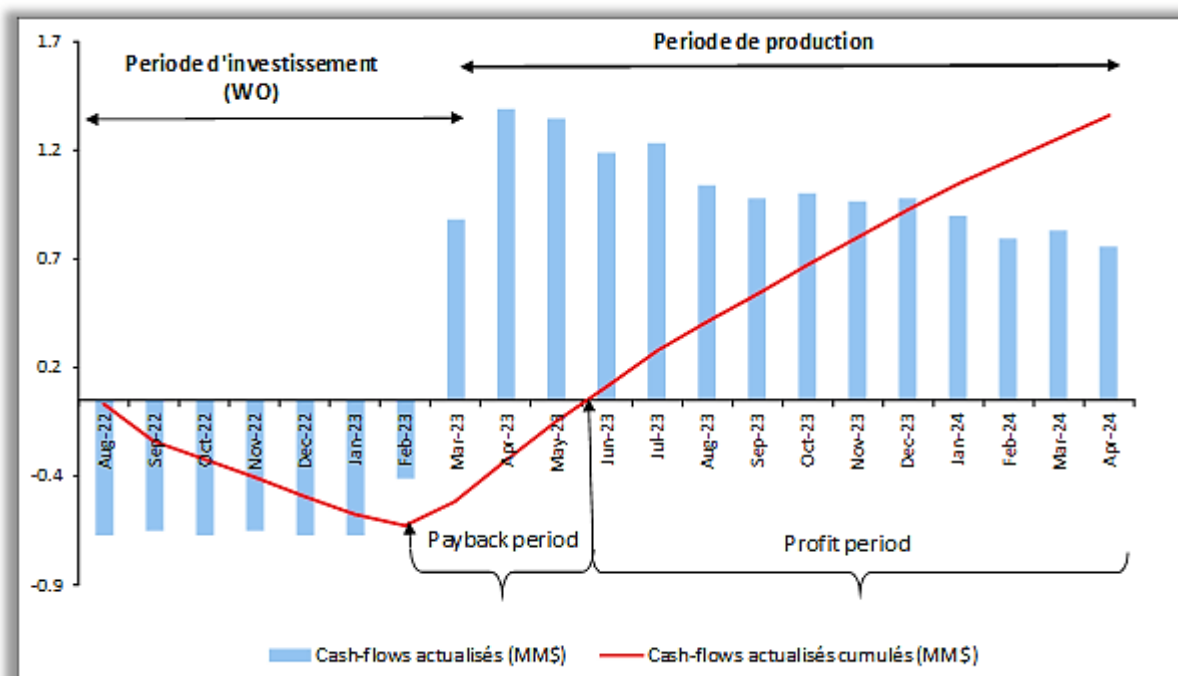


Figure IV. 13 : Evolution des cash-flows actualisés du puits N°01

Source : Réalisé par nous-même

D'après le graphique, on peut constater que :

- La période d'août 2022 à février 2023 présente des cash-flows négatifs, ce qui signifie que le puits était en phase d'investissement et de travaux de remise en production (le WO).
- Cependant, à partir de mars 2023, le puits est entré dans une phase de production, comme en témoignent les cash-flows élevés observés jusqu'en avril 2024. Le pic à 1,3 MM\$ en avril 2023 indique une très forte rentabilité pendant ce mois.
- D'après la courbe des cash-flows actualisés cumulés, le puits a récupéré ses investissements initiaux en seulement 3 mois et demi de production. Cela souligne la grande rentabilité de ce puits une fois le WO terminé.

Tableau IV. 12 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°01

L'indicateur	La valeur
VAN	9.5 MM\$
TRI	14%
IP	2.35
DRA	Trois Mois et demi

Source : Réalisé par nous-même

D'après ce tableau, Les valeurs des indicateurs de la rentabilité de puits N°01 sont comme suit :

- Une VAN positive et élevée de 9,5 MM\$ indique que l'opération a été un grand succès sur le plan financier. Les flux de trésorerie actualisés ont largement dépassé l'investissement initial de 4,04 MM\$, créant une valeur ajoutée considérable.
- Avec un TRI de 14%, l'opération a généré un rendement extrêmement attrayant sur l'investissement initial. Un tel TRI, bien supérieur au taux d'actualisation de 0,8%, témoigne d'une performance financière remarquable.
- L'indice de profitabilité de 2,35 confirme que la valeur actualisée des flux de trésorerie est plus de deux fois supérieure à l'investissement initial. Cet IP élevé reflète les retours sur investissement très importants que l'opération a rapportés ; chaque 1\$ investis génère 2,35\$.
- La période de récupération extrêmement courte de seulement 3 mois et demi démontre la rapidité avec laquelle les flux de trésorerie positifs ont permis de récupérer l'investissement initial de 4,04 millions de dollars. C'est un signe de la solidité des rendements générés par l'opération dès les premiers mois.

4.3.2. Puits N°02

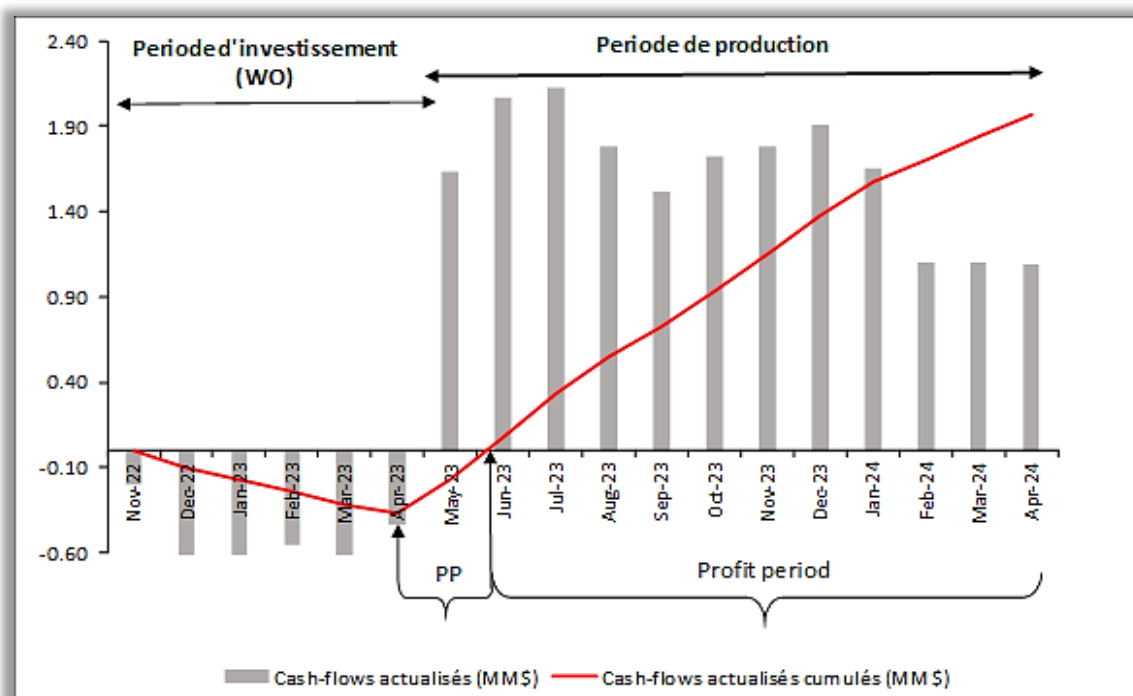


Figure IV. 14 : Evolution des cash-flows actualisés du puits N°02

Source : Réalisé par nous-même

Les données représentées sur ce graphique indiquent que :

- De novembre 2022 à avril 2023, les flux de trésorerie négatifs indiquent que des investissements et des travaux de remise en production étaient en cours sur le puits.
- À partir de mai 2023, le puits est entré en phase productive, générant d'importants flux de trésorerie positifs jusqu'en avril 2024. Le pic à 2,13 MM\$ en juillet 2023 témoigne d'une rentabilité exceptionnelle pour ce mois.
- Les flux de trésorerie actualisés cumulés montrent que le puits a recouvré ses investissements initiaux en à peine un mois et demi de production. Cette récupération rapide met en évidence la forte rentabilité de ce puits une fois les travaux achevés.

Tableau IV. 13 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°02

L'indicateur	La valeur
VAN	16.40 MM\$
TRI	29%
IP	5.4
DRA	01 Mois et demi

Source : Réalisé par nous-même

D'après ce tableau, Les valeurs des indicateurs de la rentabilité de puits N°02 sont comme suit :

- Avec une VAN positive extrêmement élevée de 16,4 millions de dollars, cette opération a créé une valeur ajoutée remarquable par rapport à l'investissement initial de 3,06 MM\$. Le fait que la VAN soit plus de 5 fois supérieure à l'investissement initial est un indicateur de performance financière exceptionnel.
- Un TRI de 29% est tout simplement phénoménal, surtout lorsqu'on le compare au faible taux d'actualisation de 0,8%. Cela signifie que l'opération a généré un rendement mensualisé de près de 30% sur l'investissement, un niveau de rentabilité rarement atteint. Un tel écart entre le TRI et le taux d'actualisation traduit une création de valeur véritablement extraordinaire.
- Avec un indice de profitabilité de 5,4, la valeur actualisée des flux de trésorerie est plus de 5 fois supérieure à l'investissement initial de 3,06 MM\$. C'est un indice de profitabilité exceptionnel, montrant des retours sur investissement massifs générés par cette opération.
- Le fait de récupérer l'investissement initial en seulement 1 mois et demi est absolument remarquable. Cette période de récupération ultra-courte souligne la rapidité avec laquelle d'importants flux de trésorerie positifs ont été générés, réduisant drastiquement le risque de l'investissement.

4.3.3. Puits N°03

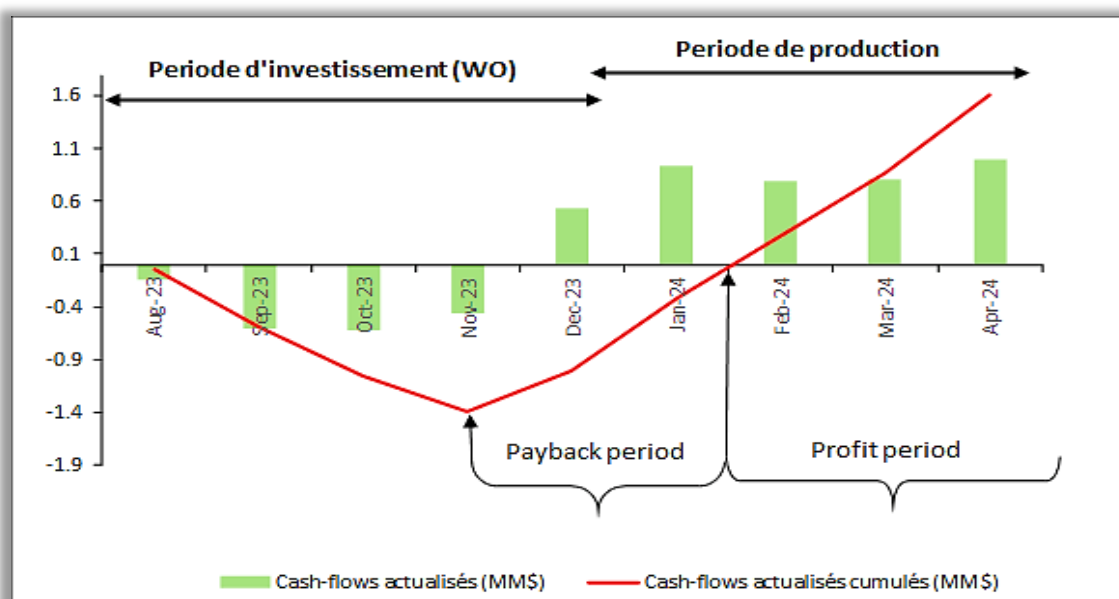


Figure IV. 15 : Evolution des cash-flows actualisés du puits N°03

Source : Réalisé par nous-même

D'après les tendances observées sur ce graphe, on remarque que :

- De mois d'août à novembre 2023, les flux négatifs reflètent la période d'investissements et de workover réalisés sur le puits.
- À compter de décembre 2023, le puits est entré en phase de production, comme l'illustrent les cash-flows actualisés fortement positifs jusqu'en avril 2024. Le pic de 0,9 million de dollars en janvier 2024 témoigne d'une rentabilité exceptionnelle pour ce mois.
- L'analyse des flux actualisés cumulés révèle un temps de récupération des investissements initiaux particulièrement court, de seulement deux mois et demi de production. Ce délai de récupération rapide souligne la grande rentabilité du puits une fois les opérations de workover terminées.

Tableau IV. 14 : Les indicateurs de la rentabilité de puits N°03

L'indicateur	La valeur
VAN	2.3 MM\$
TRI	20%
IP	1.3
DRA	02 Mois et demi

Source : Réalisé par nous-même

D'après ce tableau, Les valeurs des indicateurs de la rentabilité de puits N°03 sont comme suit :

- La VAN positive de 2,3 MM\$, bien que modeste en valeur absolue, représente un apport substantiel par rapport à l'investissement initial relativement modique de 1,8 MM\$. Cette VAN confirme une génération de flux de trésorerie actualisés excédentaires, sources de création de richesse.
- Un TRI de 20% est remarquable, surtout lorsqu'on le compare au taux d'actualisation de 0,8%. Ce niveau de TRI signifie que l'opération a généré un rendement annualisé de 20%, soit plus de 25 fois supérieur au coût du capital. C'est un excellent indicateur de rentabilité.
- De plus, l'indice de profitabilité réalisé de 1,3 confirme que la valeur actualisée des rentrées a dépassé de 30% la mise de fonds initiale, certifiant des retours sur investissement appréciables.

- Une période de récupération de seulement 2 mois et demi sur un investissement de 1,8 million est très rapide. Cela démontre que d'importants flux de trésorerie positifs ont permis de récupérer la mise de fonds initiale en un temps record, réduisant grandement les risques.

5. Résultats globaux de l'évaluation de la performance des puits

Le tableau ci-dessous englobe les résultats des analyses précédentes des indicateurs de la performance des trois puits.

Tableau IV. 15 : Résultats finaux des indicateurs de la performance des puits

Indicateurs \ Puits		Puits N°01		Puits N°01		Puits N°03	
		Avant WO	Après WO	Avant WO	Après WO	Avant WO	Après WO
Analyse technique de la production	Taux d'impact	> 100%		100%		100%	
	Production maximale m ³	671.03	3720.73	2998.01	5832.47	1856.41	2938.4
	Production minimale m ³	123.99	2222.22	0	3191.08	0	1500.2
	Productivité moyenne maximale m ³ /h	1.01	5.17	10.8	7.84	2.63	4.13
	Productivité moyenne minimale m ³ /h	0.51	3.2	0	4.52	0	2.2
	Productivité marginale maximale m ³ /h	4.50	77.79	47.04	28.3	23.66	18.06
	Productivité marginale minimale m ³ /h	-7.28	-3.77	-18.72	-9.8	-458.33	-26.55
	Production totale durant la période m ³	3969.68	39324.31	54561.7	55207.45	15494.58	11636.48
	Nombre total des heures de production	5433.66	10075.25	19996.53	8623.66	161778	3560.67
	Productivité moyenne totale	0.73	3.90	2.72	6.40	0.95	3.26

	Nombre de zones non-économiques	05	01	06	01	02	02
Analyse économique de la production	Cout variable total (MM\$)	0.3	0.21	2.64	0.42	1.20	0.22
	Cout variable moyen total (MM\$)	12.01	0.83	7.69	1.20	12.31	3.01
Analyse de la rentabilité de l'opération WO	VAN (MM\$)	9.5		16.40		2.3	
	TRI	14%		29%		20%	
	IP	2.35		5.4		1.3	
	DRA	3.5 mois		1.5 mois		2.5 mois	

Source : Réalisé par nous-même.

→ **Résultats de l'analyse Technique de la production**

- Avant les opérations de workover, on a constaté une détérioration critique des conditions d'écoulement des puits étudiés, se manifestant par des baisses significatives de production, des arrêts complets de productivité et de nombreuses périodes de rendement décroissant.
- Suite à la réalisation des workover, une nette amélioration des performances de production a été observée, avec une reprise soutenue de l'activité, une augmentation substantielle des débits moyens et des pics record de productivité marginale.

→ **Résultats de l'analyse économique de la production**

- Avant l'intervention sur les puits, les coûts variables ont atteint des niveaux exceptionnellement hauts. Cette situation s'explique par la mise en œuvre de multiples opérations, rendues nécessaires par les difficultés rencontrées sur les puits, dans le but de restaurer et d'améliorer leurs performances et leur productivité, suite à des baisses notables des volumes de production.

- Après le workover, les puits ont affiché une efficience opérationnelle nettement supérieure, se traduisant par une diminution significative des coûts variables, notamment les charges variables moyennes.

→ **Résultats de l'analyse de la rentabilité de l'opération Workover**

- L'ensemble des indicateurs de rentabilité calculés, notamment les valeurs actualisées nettes largement positives, les taux de rentabilité interne très élevés, les indices de profitabilité supérieurs à l'unité et les périodes de récupération des investissements extrêmement courtes, attestent de la forte création de valeur économique générée par ces opérations de workover.
- Le rétablissement de la productivité des puits suite aux interventions s'est traduit par une augmentation significative des flux de trésorerie futurs actualisés, largement supérieurs aux investissements initialement engagés dans ces travaux.

Conclusion

Les analyses approfondies réalisées dans ce chapitre ont permis de démontrer l'impact positif des opérations de workover sur la performance des puits pétroliers. L'étude détaillée de trois cas distincts a mis en évidence des améliorations substantielles des principaux indicateurs de production suite à ces interventions, notamment en termes de volumes mensuels, de productivités moyenne et marginale. Des situations critiques de déclin ou d'arrêt complet ont pu être redressées pour atteindre des niveaux de rendement nettement supérieurs.

Sur le plan financier, malgré les investissements conséquents requis, les travaux de workover se sont révélés hautement rentables. L'évaluation rigoureuse des indicateurs clés tels que la valeur actualisée nette, le taux de rentabilité interne, l'indice de profitabilité et le délai de récupération a fait ressortir des niveaux de profitabilité remarquables pour les trois puits analysés.

Ces résultats confirment la pertinence économique du workover en tant que solution flexible permettant de prolonger durablement la durée de vie productive des puits, d'optimiser leurs rendements et de générer d'importants retours sur investissement.

Conclusion générale

Ce mémoire a exploré en profondeur l'impact des opérations de workover sur la performance des puits producteurs de pétrole. L'objectif principal était de démontrer que ces interventions majeures ont des répercussions significatives, tant sur le plan technique en optimisant l'efficacité, que sur le plan économique en améliorant l'efficacité. Pour étayer ce thème, une analyse rigoureuse a été menée sur trois puits rencontrant des problèmes de production, permettant d'évaluer concrètement les bénéfices apportés par le workover.

Les quatre chapitres ont fourni une compréhension approfondie du sujet, le premier chapitre a posé les bases en présentant l'activité d'exploration-production pétrolière dans son ensemble, avec ses différentes étapes et enjeux clés. Le deuxième chapitre s'est ensuite attardé sur les puits de pétrole eux-mêmes et la diversité des interventions pouvant y être réalisées, situant ainsi le workover parmi ces opérations. Le troisième chapitre, cœur de l'étude, a décortiqué de manière approfondie les opérations de workover : leurs objectifs variés, les multiples techniques employées, les défis rencontrés ainsi que leurs implications opérationnelles sur site. Enfin, le quatrième et dernier chapitre a proposé une évaluation détaillée et chiffrée de l'impact du workover, analysant à la fois les gains techniques en termes de production et les aspects économiques liés aux coûts associés.

1. Résultats d'étude

Les résultats d'études peuvent être résumés dans les points suivants :

- L'exploration et la production (E&P) d'hydrocarbures constituent le pilier essentiel de l'industrie pétrolière ;
- L'exploration et la production doit relever des défis complexes et multidimensionnels tels que la découverte de nouvelles réserves, l'adoption de technologies innovantes dans le respect des pratiques durables, ainsi que la gestion efficace des risques ;
- Pour garantir la rentabilité à long terme, une approche de gestion agile combinant expertise technique, analyse de données avancée et prise de décision éclairée s'impose ;
- Les puits de pétrole représentent les actifs clés de l'industrie pétrolière, et le maintien de leur productivité optimale tout au long de leur cycle de vie est primordial pour un approvisionnement énergétique fiable et durable ;
- Des interventions continues sont indispensables sur les puits, nécessitant une planification rigoureuse, une expertise pointue et l'exploitation de technologies innovantes ;

Conclusion générale

- Bien que coûteuses, les opérations de workover revêtent une importance stratégique cruciale qui ne peut être négligée, justifiant l'adoption d'approches novatrices en termes de technologies et de gestion des coûts ;
- La flexibilité opérationnelle apportée par le workover s'avère essentielle pour relever les défis de l'industrie pétrolière et assurer la pérennité de ses activités d'exploitation ;
- Les résultats techniques démontrent l'efficacité avérée des interventions de workover pour restaurer, voire optimiser, la capacité productive des puits, en rétablissant des conditions d'écoulement favorables ;
- Les résultats économiques extrêmement positifs confirment la grande rentabilité financière induite par la réalisation des workover, démontrant que ces opérations constituent un levier stratégique permettant d'optimiser la valorisation des puits matures tout en générant des bénéfices substantiels pour l'entreprise.

Cette étude met en lumière l'apport décisif des opérations de workover dans l'optimisation durable de la valorisation des gisements pétroliers. L'impact dual, à la fois technique sur la productivité et économique sur la rentabilité, justifie pleinement la poursuite d'une stratégie d'investissements sélectifs dans ces interventions afin de maximiser la création de valeur des actifs.

2. Test des hypothèses

Selon les résultats obtenus, on peut vérifier les hypothèses de l'étude :

→ **Hypothèse N°01 est rejetée** : « Les opérations de stimulation (fracturations, acidifications) sont plus efficaces que les techniques de workover »

Dans certains cas, un workover bien réalisé et adapté aux problématiques du puits peut s'avérer plus efficace pour regagner de la production qu'une opération de stimulation.

Bien que cette hypothèse soit généralement admise, le contre-exemple du puits 02 prouve qu'elle n'est pas une vérité absolue. Un short radius peut parfois être la solution la plus efficace selon les caractéristiques du puits et du réservoir.

→ **Hypothèse N°02 est validée** : « Le workover a un impact plus limité sur la performance des puits matures que sur celle des nouveaux puits ».

Cette affirmation est valable dans la plupart des cas. Les puits matures ont déjà subi un certain degré d'épuisement et de dommages qui limitent les gains potentiels d'un workover. À l'inverse, pour un nouveau puits, un workover permet de restaurer les conditions de productivité initiales optimales. L'impact est donc généralement plus significatif sur les nouveaux puits.

Mais il est important de noter qu'une intervention WO réalisée sur un nouveau puits peut être un signe de dysfonctionnement ; en effet, cette reprise peut être le résultat d'une mauvaise implantation ou d'un mauvais choix du réservoir à exploiter ; ou bien pour corriger des erreurs opérationnelles (coincement, mauvaise cimentation, un poisson, ...etc.)

→ **Hypothèse N°03 est validée** : « Les gains de production à court terme après un workover sont élevés mais diminuent au bout de quelques mois ».

Cette hypothèse reflète un phénomène fréquemment observé. Après un workover réussi, on constate souvent une nette remontée de la production dans les premiers mois. Cependant, cette augmentation est temporaire car le puits reprend ensuite sa courbe de déclin naturelle liée à l'épuisement progressif du réservoir.

3. Recommandations

Les résultats de cette étude fournissent une base solide pour formuler les recommandations suivantes :

- Adopter une stratégie pour le remplacement des unités de workover par des unités modulaires électriques. Ces nouvelles plateformes permettent d'accélérer la production, de réduire les temps d'arrêt, de diminuer les coûts opérationnels et de maintenance, tout en priorisant la sécurité des travailleurs et le respect de l'environnement. C'est une solution gagnante à tous les niveaux.
- Intégrer les modules de planifications des opération workover dans l'implantation du 'SAP ERP', qui en cours à Sonatrach. Cela permettrait un meilleur suivi des délais et des coûts afin d'éviter les dépassements constatés sur certains puits.
- Envisager l'utilisation de techniques de forage avancées comme le Coiled Tubing Drilling 'CTD' pour accéder à de nouvelles zones de réservoir lors des opérations workover. Cette méthode offrirait une plus grande flexibilité pour cibler efficacement plusieurs zones productrices à moindre coût et délai.

- Implémenter un arbre de décision intégrant une analyse de rentabilité économique pour la prise de décision sur les opérations workover. Cet outil permettrait d'évaluer rigoureusement les coûts prévisionnels ainsi que les bénéfices attendus en termes de production supplémentaire. L'arbre de décision utiliserait alors ces données économiques comme critères clés, avec des branches menant soit à l'approbation de l'intervention si elle est suffisamment rentable, soit à son rejet dans le cas contraire.
- Adopter une approche d'intelligence artificielle comme 'les réseaux de neurones 'et 'Fuzzy logic' pour la sélection des puits candidats sur la base de critères techniques (les caractéristique petro-physique, la pression du réservoir, les réserves restantes...etc). Elle permet d'estimer les propriétés des réservoirs d'après les paramètres diagraphiques de prendre en compte les incertitudes et les imprécisions liées à la sélection des puits de manière robuste. Cela peut remplacer avantageusement les approches conventionnelles chronophages.
- Former le personnel aux techniques d'IA pour faciliter leur adoption et exploitation optimale dans les opérations de workover et améliorer la coordination inter-équipes.
- Mettre en place des plans de contingence, des provisions budgétaires et rester flexible pour faire face aux imprévus.

4. Difficultés de l'étude

Cette étude a également été confrontée à certaines difficultés, notamment en ce qui concerne l'accès à des données précises.

5. Perspectives de l'étude

Cette étude ouvre la voie à de nombreuses perspectives de recherche futures. Voici quelques-unes des perspectives qui pourraient être explorées :

- Développement d'un modèle d'arbre de décision adapté aux opérations de workover en s'inspirant des modèles existants pour le forage.
- Analyse technico-économique de l'exploitation de puits verticaux et puits directionnels : Etude comparative.
- Optimisation de la sélection des puits candidats aux opérations workover.
- Impact économique de l'intégration des nouvelles technologies de forage dans les opérations de workover : Coiled Tubing Drilling.

Bibliographie

1. Les ouvrages

- BABUSIAUX.D, « décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise », Edition Economica, Paris,1990.
- BELLALAH.M, « Gestion financière », Edition Economica, Paris, 2004
- Bret-Rouzaut,Jean.N-Favennec.P ,« RECHERCHE ET PRODUCTION DU PETROLE ET DU GAZ (Réserves ,couts, contrats) » , Edition :TECHNIP ,Paris ,2011.
- BRIDIER.M, MICHAÏLOF.S ; « Guide pratique d'analyse de projets » ; Edition Economica ;1987.
- COSSE.R, « techniques d'exploitation pétrolière : le gisement », Edition : TECHNIP, Paris,1988.
- GALESNE Alain, « choix d'investissement dans l'entreprise », Edition Economica, Paris, 1996.
- Jia'en Lin, « Proceedings of the 2021 international petroleum and petrochemical technology conference », Edition: Springer, Singapore,2022.
- KOEHL.D,«leschoixd'investissement», EditionDUNOD, paris,2003.
- LANGLOIS.L- BONNIER.C -BRINGER.M, « Contrôle de gestion », Edition FOUCHER, Paris, 2006.
- MOURGUES.N ; « Critères de choix et de rentabilité des investissements » ; Edition Economica ; 2010.
- PERRIN.D, « well completion and servicing », Edition: TECHNIP, Paris,1999.
- PERRIN.D-CARON.M-GAILLOT.G, « techniques d'exploitation pétrolière : la Production fond », Edition : TECHNIP, Paris,1995
- PLIVERDIERETLATREYTE, « Finance d'entreprise », Edition Economica, Paris,1999.
- Veillon.D, « La Liaison couche-trou », Edition : TECHNIP, Paris,200.

2. Les mémoires

- ALBANE.N- SADI.W- QULIYEVA.K, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara-BOUMERDES, 2021/2022.
- BAHLOUL.N- DIGUER.L, « L'impact des variations des prix du brut sur l'activité d'exploration », mémoire de master, université M'Hamed Bougara-BOUMERDES, 2021/2022.
- BELKACEM.T- BOUNEDJAR.A, « Equipement des travaux de réparation et d'entretien des puits : Coiled Tubing », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara-BOUMERDES,2018/2019.
- Benkhira.R- Benbarech.B- Fellag Chebra.O ; « LA COMPLÉTION AVANCÉE PUITES HORIZONTAUX » ; mémoire de Master ; université Kasdi Merbah-OUARGLA ;2020/2021.
- CHAIB.M, « Etude économétrique du l'impact de l'évolution de prix du pétrole sur l'activité Exploration-Production (modèle ARDL) », mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara-BOUMERDES, 2022/2023
- Chebaiki.M- Moati.S, « Well Testing : Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le Flanc Est de Haoud Berkaoui (HBK) », mémoire de Master, Université Kasdi Merbah-OUARGLA,2019/2020.
- HAMZI.I, SAYAH.A, « Evaluation économique de la méthode d'injection du gas-lift », mémoire de master, université M'Hamed Bougara-BOUMERDES, 2022/2023.
- MOSTEFAI.S, MOHAMED YAHIAOUI.D, « Etude de la rentabilité d'un projet pétrolier exploration-production », mémoire de master, université Mouloud Mammeri-TIZI OUZOU, 2019/2020.
- Saadallah.O- Slimani.S, « Étude des différents moyens et techniques d'intervention sur des puits producteurs (huile ET GAZ) champ sud (Groupement TFT et Rhourd nouss) », mémoire de Master, Université Kasdi Merbah-OUARGLA, 2016/2017.

3. Articles et rapports

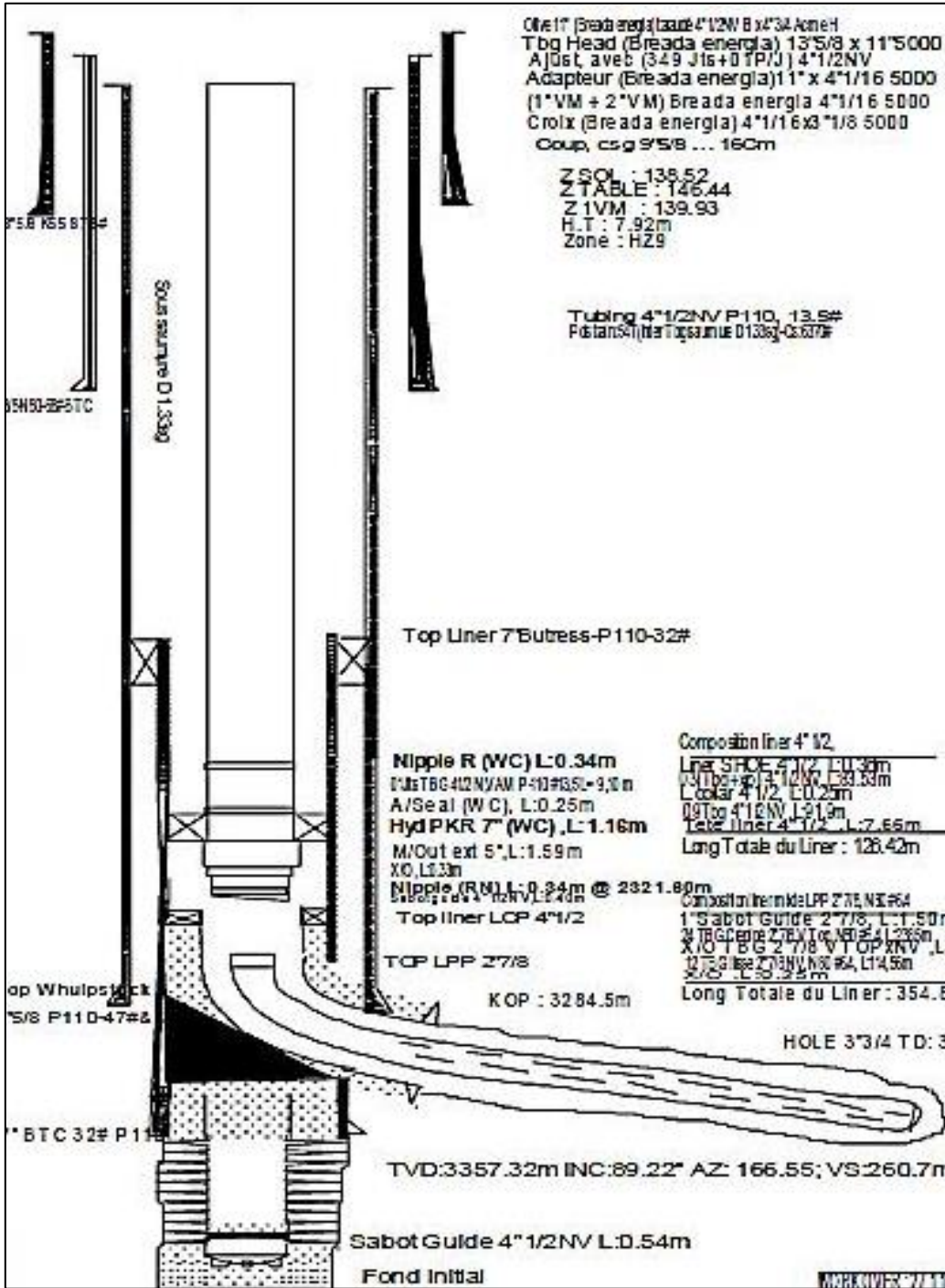
- Andrii.B- Taras.S- Myroslav.B- LyubomyrRomanyshyn – Michał.B, « Ensuring efficiency of technical operation of equipment for workover operation», PRODUCTIONENGINEERING ARCHIVES, N°29(3), 2023.
- Busahmin.B – Marek.P- Gamal.A, « Overview on directional drilling wells », ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, N°22(16), 2021.
- Chayoung.S- Hyunsang.Y- Jeonghwan.L, «Investigation on the Technical Characteristics and Field Cases of Matrix Acidizing Treatment Using Emulsified Acid in Carbonate Reservoirs», KSMEER, N°58(2),2021.
- Documents internes de Sonatrach
- Fadhel.S, « Le travail au câble », IAP Boumerdes.
- MOUALEK.L, « Modélisation économique des Contrats Pétroliers : Partage de Production et Concession », IAP-Boumerdes, 2022.

4. Les sites web

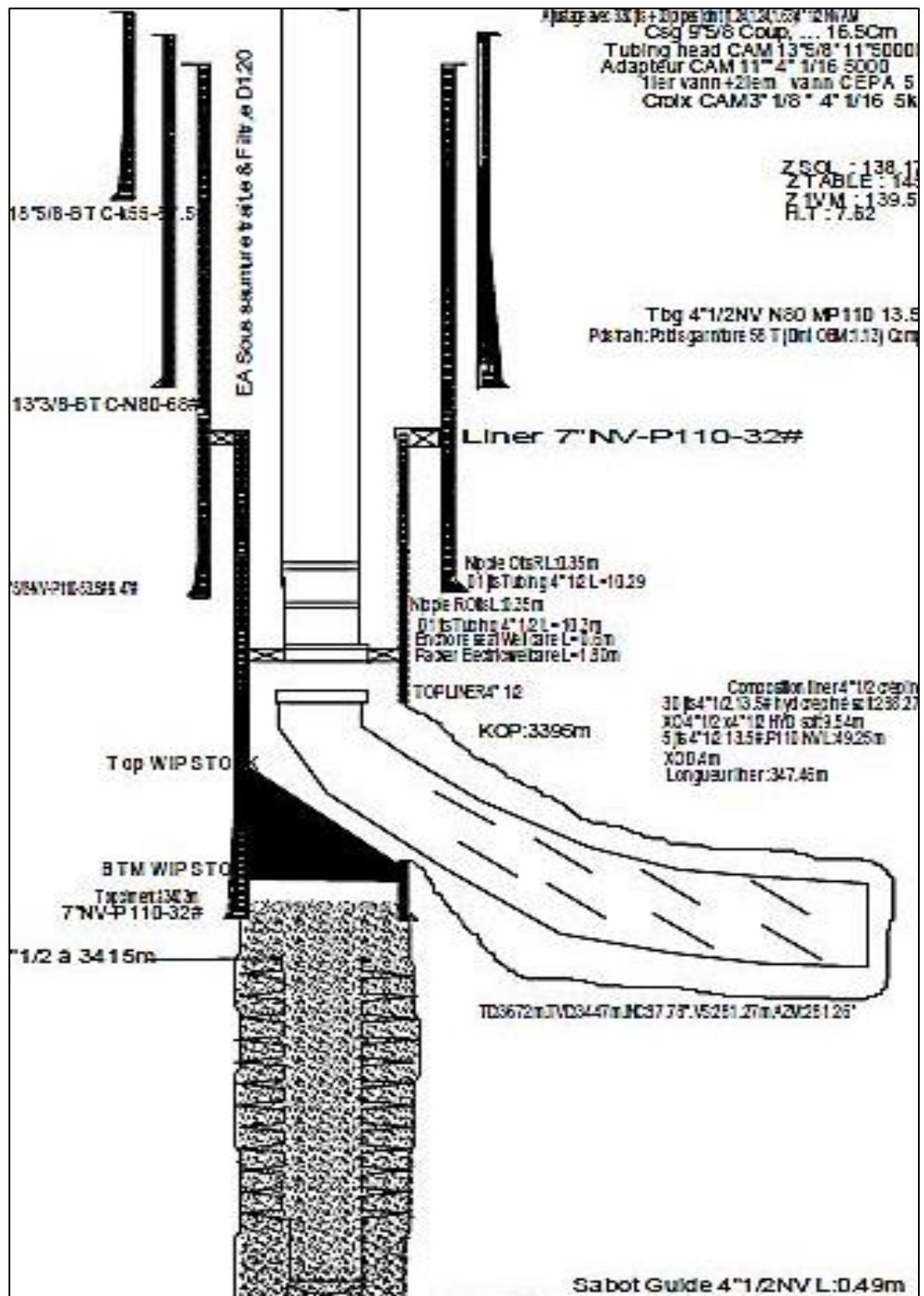
- <https://sonatrach.com/>
- <https://www.sap.com/industries/oil-gas-energy.html>
- <https://www.researchgate.net/publication/370977849> Electric Workover Rigs A Technology in Transition
- <https://www.researchgate.net/publication/341255246> Prediction des Parametres Physiques des Couches Petroliferes par Analyse des Reseaux de Neurones et Analyse Faciologique

Annexes

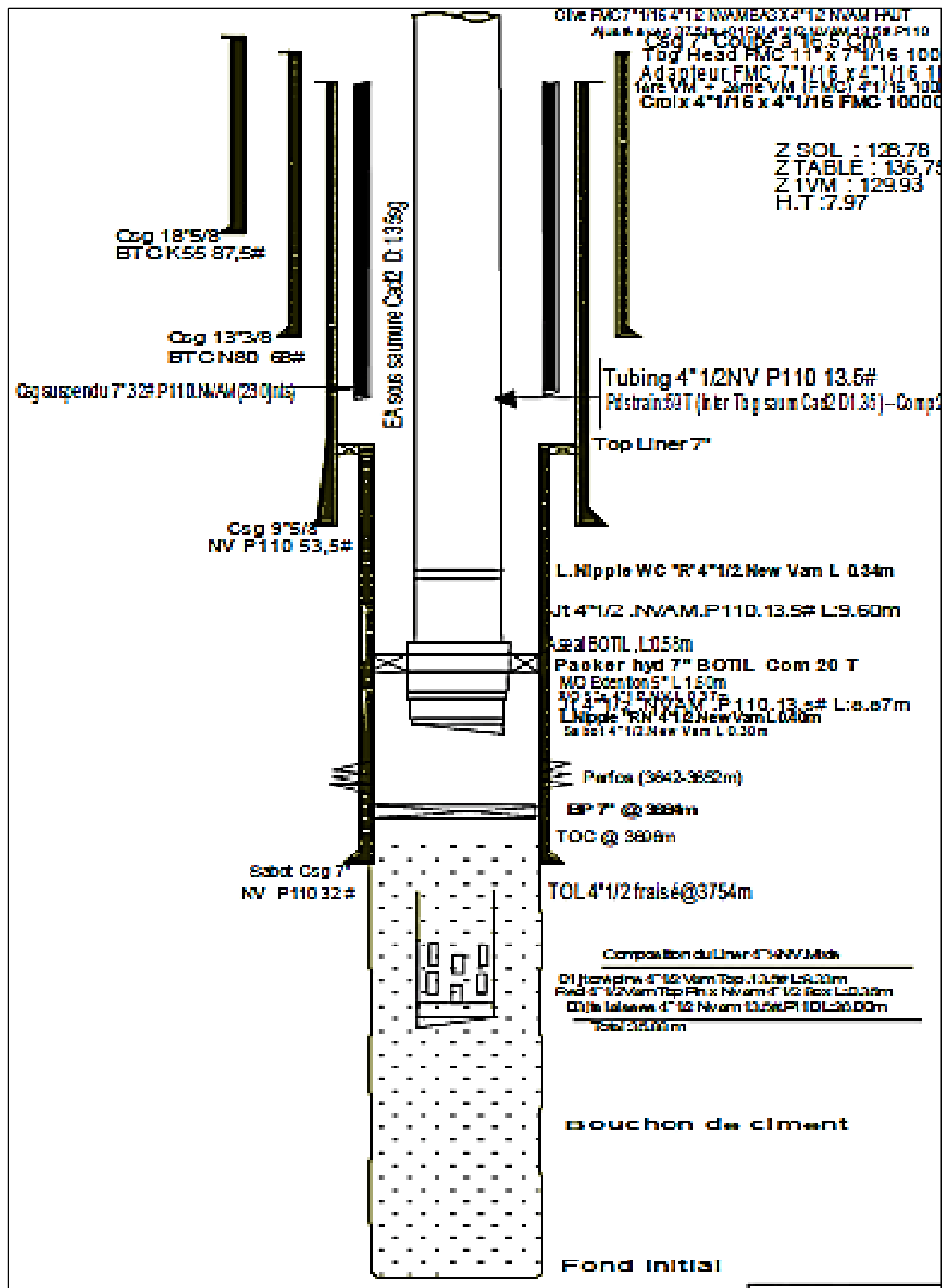
Annexe 01 : La fiche technique du puits N°01



Annexe 02 : La fiche technique du puits N°02



Annexe 03 : La fiche technique du puits N°03



Annexe 04 : les principales opérations effectuées dans le puits N°02 avant le WO

9/10/2022	9/10/2022	OPERATION SPECIALE	Test puncher
9/7/2022	9/7/2022	WIRELINE	Mesure de pression PFS
2/3/2020	2/3/2020	WIRELINE	Mesure de pression PFS
2/21/2019	2/21/2019	OPERATION SPECIALE	Clean out + fill the well
7/10/2018	7/10/2018	WIRELINE	Controle
6/10/2018	6/10/2018	WIRELINE	Grattage Controle
6/9/2017	6/9/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFS
12/16/2015	12/16/2015	OPERATION SPECIALE	Depth cotrol & Kick off
12/11/2015	12/11/2015	OPERATION SPECIALE	CLEAN OUT
12/10/2015	12/10/2015	DIAGRAPHIE	----
12/9/2015	12/9/2015	OPERATION SPECIALE	DATA FRAC & THERMO
12/8/2015	12/8/2015	OPERATION SPECIALE	Injectivity test & Acid
11/30/2015	11/30/2015	DIAGRAPHIE	----
11/28/2015	11/28/2015	DIAGRAPHIE	----
11/27/2015	11/27/2015	OPERATION SPECIALE	sand plug
11/20/2015	11/20/2015	WIRELINE	Controle
11/18/2015	11/18/2015	OPERATION SPECIALE	Bouchon de sable
11/17/2015	11/17/2015	WIRELINE	Grattage Controle
10/12/2015	10/12/2015	WIRELINE	Controle
9/25/2015	9/25/2015	WIRELINE	Controle
9/11/2015	9/11/2015	OPERATION SPECIALE	Acide 2eme Phase
9/11/2015	9/11/2015	OPERATION SPECIALE	OPERATION SPECIALE
9/10/2015	9/10/2015	OPERATION SPECIALE	Acide 1er Phase
8/22/2015	8/22/2015	WIRELINE	Grattage Controle

Annexe 05 : Exemple répartition des couts d'un workover.

opération	couts unitaire (MM\$)
Construction	0.197
Gestion des déchets	0.016
unité de WO	0.588
Restauration et hébergement	0.004
Sécurité	0.062
Fluides de complétion	0.034
Mud logging	0.014
Logging électrique	0.034
Location d'outils	0.059
Transport	0.021
Services contractuels	0.208
Divers actifs intangible	0.025
Complétion	1.337
Tête de puits et l'arbre	0.054
Divers actifs tangibles	0.005
Total	2.7

Annex 06 : Historique des réalisations annuelles de Workover entre 2012 et 2023

Année	Nombre de Workover Réalisés
2012	130
2013	131
2014	117
2015	154
2016	156
2017	173
2018	189
2019	182
2020	163
2021	212
2022	219
2023	202

Résumé

Ce mémoire présente une analyse approfondie des opérations de workover réalisées sur les puits de pétrole et évalue leur impact significatif sur l'optimisation de la production. Après avoir situé le cadre général de l'exploration-production pétrolière, l'étude se concentre sur les interventions de workover, décrivant leurs objectifs variés les techniques employées, ainsi que les défis opérationnels rencontrés. L'évaluation détaillée démontre les gains techniques substantiels généralement obtenus en termes d'augmentation des taux de production suite à ces opérations. Une analyse économique rigoureuse prenant en compte les coûts associés souligne également la rentabilité des investissements dans le workover pour maximiser les revenus des puits producteurs tout au long de leur cycle de vie.

Mots clés : Exploration-production, Puits de pétrole, Workover, La performance économique.

Abstract

This thesis presents an in-depth analysis of workover operations performed on oil wells and evaluates their significant impact on optimizing production. After setting the general framework of oil exploration and production, the study focuses on workover interventions, describing their varied objectives, the techniques employed, as well as the operational challenges encountered. The detailed evaluation demonstrates the substantial technical gains generally obtained in terms of increased production rates following these operations. A rigorous economic analysis, taking into account the associated costs, also highlights the profitability of investments in workovers to maximize the revenue of producing wells throughout their life cycle.

Keys words: Exploration-production, oil well, Workover, economic performance.

ملخص

يقدم هذا البحث تحليلاً متعمقاً لعمليات 'Workover' التي تتم على آبار النفط وقيم تأثيرها الكبير على تحسين الإنتاج. بعد تحديد الإطار العام لاستكشاف النفط وإنتاجه، تركز الدراسة على تدخلات 'Workover'، موضحة أهدافها المتنوعة والتقنيات المستخدمة، فضلاً عن التحديات التشغيلية التي تواجهها. ويُظهر التقييم المفصل المكاسب التقنية الكبيرة التي يتم الحصول عليها عادةً من حيث زيادة معدلات الإنتاج عقب هذه العمليات. كما يسلط تحليل اقتصادي دقيق، يأخذ في الاعتبار التكاليف المرتبطة بها، الضوء على ربحية الاستثمارات في 'Workover' لتعزيز إيرادات الآبار المنتجة على مدى دورة حياتها.

كلمات مفتاحية: الاستكشاف والإنتاج، آبار النفط، Workover، الأداء الاقتصادي.