

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies renouvelables et des
Sciences de la Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Science et technique

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par : BAOUTA Sami + ZENTOUT Djalal + AIOUAZI Lakhdar

Thème :

**Optimisation des résultats de DST en fonction des
paramètres de forage**

Soutenu publiquement le : 11/06/2026

Devant le jury :

CHAICH Zineb	MCA	Presidente	UKMO
BOURAOUI Hazem	MCA	Examineur	UKMO
LEGHRIEB Youcef	MCA	Encadreur	UKMO

Année universitaire 2025/2026

Résumé :

Les paramètres de forage jouent un rôle déterminant dans la qualité des informations recueillies lors de l'évaluation des réservoirs pétroliers. Parmi les méthodes d'investigation les plus utilisées, l'essai Drill Stem Test (DST) permet d'obtenir des données essentielles sur le comportement dynamique du réservoir et sur son potentiel de production.

Ce travail consiste à analyser et comparer les résultats des essais DST réalisés sur les puits P#1, P#2 et P#3, forés dans un même réservoir mais dans des conditions opérationnelles différentes. L'étude s'appuie sur l'interprétation des principaux paramètres réservoirs tels que la pression, la perméabilité, le facteur de skin et l'indice de productivité. Les résultats obtenus mettent en évidence des variations notables entre les trois puits, malgré leur appartenance à une même structure géologique. Ces écarts sont attribués à l'influence combinée des conditions de forage et de l'hétérogénéité du réservoir. Enfin, des recommandations sont proposées afin d'optimiser la réalisation des essais DST et d'améliorer la fiabilité des données utilisées pour le développement du gisement.

Mots-clés : Drill Stem Test (DST), Paramètres de forage, Facteur de skin, Perméabilité, Analyse comparative.

Abstract :

Drilling practices have a significant impact on the quality of reservoir evaluation, as they directly influence the accuracy of well-test measurements and the interpretation of reservoir behavior. Among the available testing techniques, the Drill Stem Test (DST) is widely used to assess reservoir performance and production potential.

This study presents a comparative analysis of DST results obtained from three wells, P#1, P#2, and P#1, completed within the same reservoir under different drilling conditions. The investigation focuses on key reservoir parameters, including pressure, permeability, skin factor, and productivity index, in order to identify the factors affecting well performance. The analysis reveals noticeable differences in the response of the three wells despite their location in the same reservoir, highlighting the effects of drilling conditions and reservoir heterogeneity. Based on the obtained results, several technical recommendations are proposed to improve DST execution, enhance data reliability, and support more accurate reservoir characterization.

Keywords: Drill Stem Test (DST), Drilling parameters, Skin factor, Permeability, Comparative analysis.

ملخص:

تُعد ظروف الحفر من العوامل الأساسية التي تؤثر على جودة تقييم المكامن البترولية، إذ تنعكس بشكل مباشر على دقة البيانات المتحصل عليها أثناء الاختبارات البترولية. ويُعتبر اختبار ساق الحفر (DST) من أهم الوسائل الميدانية المستخدمة لدراسة السلوك الديناميكي للمكامن وتقدير قابليته للإنتاج.

تهدف هذه الدراسة إلى تحليل ومقارنة نتائج اختبارات DST المنجزة على الآبار P#1 و P#2 و P#3 والتي تنتمي إلى نفس المكامن البترولية ولكنها حُفرت وفق معايير تشغيلية مختلفة. وقد تم التركيز على دراسة أهم المؤشرات المستخرجة من الاختبارات، مثل الضغط المكامني، والنفاذية، ومعامل الضرر والإنتاجية، بهدف تحديد العوامل المؤثرة في أداء كل بئر. أظهرت النتائج وجود اختلافات واضحة في خصائص الجريان والإنتاج بين الآبار المدروسة، رغم تواجدها داخل نفس المكامن، مما يشير إلى تأثير كل من ظروف الحفر وعدم تجانس الخزان. كما سمحت الدراسة باستخلاص مجموعة من التوصيات التقنية التي تساهم في تحسين تنفيذ اختبارات DST وتعزيز موثوقية تقييم المكامن البترولية.

الكلمات المفتاحية : اختبار إنتاجية البئر (DST)، معايير الحفر، معامل الضرر، النفاذية، تحليل مقارن.

DEDICACE

À la lumière du savoir qui éclaire les esprits et guide les pas vers l'excellence,

À toutes celles et ceux qui, par leur soutien sincère, leurs encouragements précieux et leur bienveillance, ont accompagné notre parcours académique,

À nos familles chères, qui ont été le véritable pilier et le premier soutien à chaque étape de nos études, par leur amour, leurs sacrifices et leurs encouragements constants,

À nos chers parents, source de générosité, de tendresse et de sacrifices inestimables, et qui ont été la lumière ayant éclairé notre chemin vers la réussite,

À tous ceux qui ont été pour nous une véritable source d'inspiration, de générosité et de motivation,

À nos honorables enseignants et encadrateurs, dont le savoir, les conseils avisés et le dévouement ont illuminé notre chemin vers la connaissance et la réussite,

Nous dédions ce modeste travail, fruit de longues années d'efforts, de persévérance et d'ambition, dans l'espoir qu'il constitue une humble contribution au monde du savoir et une étape marquante dans notre parcours scientifique et professionnel.

Enfin, nous adressons cette dédicace à chaque étudiant qui poursuit ses rêves avec détermination, patience et passion du savoir.

Remerciements

Nous tenons à exprimer nos plus vifs remerciements et notre profonde reconnaissance à l'ensemble des personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, ainsi qu'à celles qui nous ont accompagnés et soutenus tout au long de notre parcours académique.

Nous adressons également notre sincère gratitude à nos honorables enseignants pour la qualité de leur encadrement, la pertinence de leurs orientations scientifiques et la richesse de leurs conseils, qui ont largement contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Nous exprimons notre reconnaissance la plus respectueuse à notre directeur de mémoire, pour son encadrement rigoureux, sa disponibilité constante, sa patience, ainsi que pour ses orientations précieuses qui ont guidé et structuré ce travail de recherche.

Nous remercions respectueusement les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer ce travail, ainsi que pour leurs remarques pertinentes et leurs précieuses observations scientifiques.

Enfin, nous adressons notre gratitude à toute personne ayant, de près ou de loin, contribué à l'accomplissement de ce travail par son aide, son soutien ou ses encouragements

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : LES PARAMETRES DE FORAGE	
INTRODUCTION	3
I.1. Les paramètres mécaniques et physiques du forage	3
I.1.1. Poids sur le trépan (Weight on Bit)	3
I.1.2. Vitesse de rotation (Révolutions Per Minute - RPM)	3
I.1.3. Vibrations et Stick-Slip	4
I.1.4. Couple de rotation (Torque)	4
I.1.5. ROP (Rate of Penetration)	5
I.2. Paramètres Hydrauliques du Forage	6
I.2.1. Densité de la boue (Mud Weight)	6
I.2.2. Viscosité de la boue (Mud Viscosity)	6
I.2.3. Débit de la boue (Mud Flow Rate)	7
I.2.4. Nettoyage du trou (Hole Cleaning)	7
I.3. Paramètres Rhéologiques du Forage	8
I.3.1. Comportement rhéologique (Flow Behavior)	8
I.3.2. Viscosité plastique et apparente	9
a. Viscosité plastique	9
b. Viscosité apparente	9
I.3.3. Point de seuil et résistance du gel (Yield Point / Gel Strength)	9
a. Modèle de Bingham plastique (modèle retenu)	9
b. Point de seuil (Yield Point-YP)	10

c. Résistance du gel (Gel Strength)	10
I.4. Relation entre paramètres rhéologiques et hydrauliques	11
I.5. Paramètres petro-physiques dans le forage	11
I.5.1. Perméabilité des formations (Permeability).....	11
I.5.2. Porosité (Porosity)	12
I.5.3. Stratigraphie des formations (Stratigraphy)	12
I.6. Les tables analytiques	14
CONCLUSION.....	18
CHAPITRE II : DST (DRILL STEM TEST)	
INTRODUCTION	20
II.1. Principe du DST.....	20
II.2. Différents types de test DST.....	20
a. Test en trou ouvert (Open Hole)	20
b. Test en Barefoot	21
c. Test en tubage (cased hole test)	21
d. DST de couche sélectif (Straddle test)	21
II.3. Equipements de test	21
II.3.1. Disposition et importance de l'équipements du Test	21
II.3.2. Equipements de Fond	22
a. Sabot (Mule Shoe ou guide wireline)	22
b. Packers	23
c. Le joint de Sécurité (Safety Joint)	24
d. Coulisse de battage (jar hydraulique)	24
e. Porte enregistreurs (fourreau)	25
f. Les gauges de pression	25
g. La vanne de fond (Tester valve)	26
h. La vanne de circulation	26
i.3.2.9. Les masse-tiges (Drill collar)	27
j.3.2.10. Le joint glissant (Slip Joint)	27
k.3.2.11. Les tiges (Drill pipes)	28
II.3.3. Equipements de Surface	28

a. Tete de puits (Flowhead)	28
b. Flexible Coflex (tuyau flexible haute pression)	28
c. Data/Injection Header	29
d. Manifold de duses	29
e. Manifold de gaz	30
f. Manifold d'huile	30
g. Séparateur	31
h. Système de fermeture d'urgence (Emergency Shut-Down – ESD)	31
i. Surface Safety Valve (SSV)	32
j.3.3.10. Le Bac de comptage	33
k.3.3.11. La Torche	33
II.4. Programme d'exécution et déroulement d'un essai DST.....	33
II.4.1. Données du puits	33
II.4.2. Données des puits voisins	33
II.4.3. Tampon	34
II.4.4. Choix de la dimension d'ancrage	34
II.4.5. Informations sur l'équipement de test	34
II.4.6. Opérations préparatoires au DST.....	34
a. Opérations de diagraphie de fin de puits	34
b. Grattage (Scraping)	34
c. Nettoyage et circulation du puits	34
d. Test des BOP.....	34
e. Séquences opérationnelles	35
f. Préparation du puits	35
g. Supervision et suivi des opérations de DST.....	35
h. Évaluation et analyse du comportement du puits pendant le DST.....	35
II.5. Impact des paramètres de forage sur les résultats du DST.....	37
II.5.1. Limites du DST liées aux conditions de forage.....	37
a. Influence de la zone perturbée (near wellbore)	38
b. Fiabilité des mesures du DST.....	39
c. Sources d'erreurs (opérationnelles et liées au forage)	39
1. Erreurs opérationnelles.....	39
2. Erreurs liées aux conditions de forage.....	40

II.5.2. Notion de dommage de formation et impact sur le DST	40
a. Mécanismes d'endommagement de la formation	40
b. Influence sur la perméabilité	41
c. Influence sur le facteur de skin	42
d. Impact sur la productivité	42
II.5.3. Impact des paramètres mécaniques sur les résultats du DST	43
a. Rôle des paramètres mécaniques dans la perturbation du puits	43
b. Effet des paramètres mécaniques sur la pression mesurée	44
1. Frottement dans la colonne de forage	44
2. Vibrations (stick-slip, whirl)	44
a. Effet des paramètres mécaniques sur la perméabilité et le skin	45
b. Influence des paramètres mécaniques sur la qualité des données DST	45
1. Sur les courbes de pression	45
2. Sur l'analyse PTA	46
3. Sur les paramètres calculés	46
II.5.4. Impact des paramètres hydrauliques sur les résultats du DST	46
II.5.5. Impact des propriétés rhéologiques du fluide de forage	46
II.5.6. Impact global des paramètres de forage sur les données du DST	47
CONCLUSION	48

CHAPITRE N°3 : Optimisation opérationnelle de DST

Introduction	50
III.1. Cadre géologique de réservoir	51
III.1.1. Géologie régionale du champ étudié	51
III.1.2. Réservoirs et objectifs	52
III.2. Localisation des puits	52
a. Le puits P#1	52
b. Le puits P#2	53
c. Le puits P#3	54
III.3. Fiches techniques des puits	55
III.3.1. Fiche Technique P#1	55
III.3.2. Fiche Technique P#2	57
III.3.3. Fiche Technique P#3	59

III.4. Type de DST utilisé	61
III.5. Comparaison des paramètres de forage entre les trois puits	61
III.5.1. Tableau récapitulatif des paramètres de forage appliqués aux trois puits	61
III.5.2. Comparaison des paramètres de forage appliqués aux trois puits	61
III.6. Analyse comparative des résultats DST.....	62
III.6.1. Tableau comparative des résultats DST entre les trois puits	62
III.6.2. Interprétation comparative des performances des puits à partir des essais DST.....	63
III.7. Courbes pression-température/heurs.....	64
III.7.1. P#1 Courbe extraite des données ASCII pression-température/hr.....	64
III.7.2. P#2 Courbe extraite des données ASCII pression-température/hr	65
III.7.3. P#3 Courbe extraite des données ASCII pression température/hr.....	66
III.8. Courbes Horner utilisée pour le calcul de la perméabilité et du skin	67
III.8.1. Courbe Horner pour P#1	69
III.8.2. Courbe Horner pour P#2	70
III.8.3. Courbe Horner pour P#3	71
III.9. Charts comparatifs	72
III.10. Résultats de l'essai DST	73
III.10.1. Tableau des résultats de l'essai dans les trois puits	73
III.10.2. Comparaison des résultats des essais entre les trois puits	74
III.11. Diagrammes comparatifs	75
III.11.1. Diagramme comparatif pression statiques/Pr	75
III.11.2. Diagramme comparatif perméabilité	76
III.11.3. Diagramme comparatif Skin	77
III.12. Corrélation entre les paramètres de forage et les caractéristiques géologiques sur la performance des puits DST	78
a. Puits P#1 : conditions optimisées et réservoir favorable	78

b. Puits P#2 : impact d'un forage partiellement agressif et hétérogénéité modérée	78
c. Puits P#3 : effet critique du fluide de forage et sensibilité géologique élevée	78
CONCLUSION	79
CONCLUSION GENERALE	80
RECOMMANDATION	81
1. Actions préventives (Avant forage et complétion)	81
a. Puits P#1	81
b. Puits P#2	81
c. Puits P#3	82
2. Optimisation après analyse des résultats (Post-analysis)	82
a. Puits P#1	82
b. Puits P#2	82
c. Puits P#3	83
3. Solutions innovantes pour l'optimisation avancée des puits	83
a. Transformation digitale et modélisation intelligente du réservoir	83
b. Optimisation opérationnelle avancée du puits et du réservoir	84
Références	86

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: Les paramètres mécaniques de forage	5
Figure I.2: Les paramètres hydrauliques	8
Figure I.3 : Les paramètres rhéologiques « Résistance au Gel ».....	11
Figure I.4 : Les paramètres pétro-physiques.....	13
Figure II.1 : Différents types de test DST.....	21
Figure II.2 : Disposition des équipements d'un Test DST.....	22
Figure II.3 : Sabot (mule shoe).....	22
Figure II.4 : Packer positif.....	23
Figure II.5 : Safety joint.....	24
Figure II.6 : Coulisser hydraulique	24
Figure II.7 : Porte enregistreurs.....	25
Figure II.8 : Gauge électronique de fond.....	25
Figure II.9: La vanne de fond (Tester Valve).....	26
Figure II.10 : Vanne de circulation.....	27
Figure II.11 : Joint glissant.....	27
Figure II.12 : Tête de puits	28
Figure II.13 : Flexible Coflex	29
Figure II.14 : Data Header.....	29
Figure II.15 : Manifold de duses.....	30
Figure II.16 : Manifold de Gaz.....	30
Figure II.17: Manifold d'huile.....	31
Figure II.18 : Séparateur triphasique	31
Figure II.19 : Console d'arrêt d'urgence (ESD).....	32
Figure II.20 : Surface Safety Valve (SSV).....	32
Figure II.21 : Bac de comptage.....	33
Figure II.22 : Enregistrement de la pression de fond pendant un DST.....	36
Figure III.1 : Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien, Unité IV-3.....	53
Figure III.2 : Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien, l'Unité IV-2	53
Figure III.3 : Carte en isobathes au toit du réservoir Ordovicien, Unité IV-3	54
Figure III.4 : Profil du puits P-1	56
Figure III.5 : Profil du puits P-2.....	58

Figure III.6 : Profil du puits P-3.....	60
Figure III.7 : Courbe P-1 Pression-Température/hr.....	64
Figure III.8 : Courbe P-2 Pression-Température/hr.....	65
Figure III.9 : Courbe P-3 Pression-Température/hr.....	66
Figure III.10 : Courbe Horner P-1.....	69
Figure III.11 : Courbe Horner P-2.....	70
Figure III.12 : Courbe Horner P-3.....	71
Figure III.13 : Courbe P-1 /P-2/P-3 Pression-Température/heurs.....	72
Figure III.14 : Diagramme Comparatif pression statiques finales /Pr.....	75
Figure III.15 : Diagramme comparatif de perméabilité k (md).....	76
Figure III.16 : Diagramme comparatif de Skin.....	77

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Tableau analytique des paramètres mécaniques.....	14
Tableau I.2 : Tableau analytique des paramètres hydrauliques.....	15
Tableau I.3 : Tableau analytique des paramètres rhéologiques.....	16
Tableau I.4 : Tableau analytique des paramètres pétro-physiques.....	17
Tableau III.1 : Fiche technique du puits P-1.....	55
Tableau III.2 : Fiche technique du puits P-2	57
Tableau III.3 : Fiche technique du puits P-3	59
Tableau III.4 : Paramètres de forage appliqués aux trois puits	61
Tableau III.5 : Résultats DST pour les trois puits	62
Tableau III.6 : Résultats de l'Essai des trois puits	73

LISTE DES ABRÉVIATIONS

BHA : Bottom Hole Assembly

BOP : Blow Out Preventor

CHART : Graphique / Courbe

DCIPV : Direct Circulating Inflation Packer Valve

DST : Drill Stem Test

ESD : Emergency Shutdown System

Gauge : Enregistreur

GOR : Gas Oil Ratio

H₂S : Hydrogène Sulfuré

ICV : Intelligent Completion Valves

IRDV : Inflatable Retrievable Downhole Valve

L/APO : Locking / Annular Pressure Operated Valve

MFE : Multi Flow Evaluation

MPD : Managed Pressure Drilling

OMNI : Omni Circulating Valve (Nom commercial)

PCT : Pressure Controlled Tester

PTA : Pressure Transient Analysis

ROP : Rate Of Penetration

RPM : Revolution Per Minute

SSV : Subsurface Safety Valve

STV : Selecter Tester Valve

WOB : Weight On Bit

DDR : Daily Drilling Report

RFS : Rapport Fin de Sondage

INTRODUCTION GENERALE

Dans l'industrie pétrolière, l'évaluation précise des réservoirs constitue une étape essentielle pour assurer une exploitation optimale des hydrocarbures. Parmi les méthodes utilisées, l'essai de puits de type Drill Stem Test (DST) occupe une place importante, car il permet d'obtenir des informations directes sur la pression, la productivité, la perméabilité ainsi que la nature des fluides présents dans le réservoir. Ces données jouent un rôle déterminant dans les décisions liées au développement et à la mise en production des gisements.

Cependant, la réussite d'un essai DST dépend non seulement des caractéristiques géologiques du réservoir, mais également des paramètres de forage appliqués durant les opérations, tels que la densité de la boue, les paramètres hydrauliques, la stabilité du puits et les dommages de formation. Une mauvaise maîtrise de ces paramètres peut affecter la qualité des résultats obtenus et engendrer des problèmes opérationnels ainsi que des coûts supplémentaires.

Dans ce contexte, l'optimisation opérationnelle des essais DST représente un enjeu technique majeur pour améliorer la fiabilité des tests et assurer une meilleure exploitation des réservoirs. L'objectif de ce travail est d'analyser l'impact des paramètres de forage sur l'efficacité des essais DST, en s'appuyant sur une étude comparative de trois puits forés dans un même réservoir.

Cette étude combine une approche théorique et une analyse pratique basée sur des données réelles de terrain afin d'identifier les paramètres les plus influents et de proposer des recommandations visant à améliorer l'efficacité et la réussite des futurs essais DST.

Notre travail consiste en l'évaluation des opérations de DST effectuées sur trois puits présentant des caractéristiques géologiques communes (formations de l'Ordovicien) et des plages de profondeur similaires. Cette étude s'achève par une analyse comparative rationnelle mettant en relief le facteur d'endommagement (skin) de chaque puits. Afin de structurer cette démarche, le mémoire est organisé en trois grands chapitres principaux :

CHAPITRE I : PARAMETRES DE FORAGE

CHAPITRE II : PRINCIPE ET METHODOLOGIE DU DST (DRILL STEM TEST)

CHAPITRE III : OPTIMISATION OPERATIONNELLE DES OPERATIONS DE DST

CHAPITRE I :

LES PARAMETRES DE FORAGE

INTRODUCTION :

Paramètres de forage constituent un élément fondamental dans la maîtrise et l'optimisation des opérations de forage des puits pétroliers et gaziers. Ils représentent l'ensemble des variables opérationnelles que l'ingénieur peut ajuster afin d'assurer une performance technique et économique optimale du processus de forage. Parmi les paramètres les plus déterminants figurent le poids appliqué sur le trépan (Weight on Bit – WOB), la vitesse de rotation du train de tiges (Rotary Speed – RPM), le débit de circulation du fluide de forage (Flow Rate) ainsi que le couple de rotation (Torque). Ces variables interagissent de manière étroite et influencent directement le comportement du système de forage ainsi que l'interaction mécanique entre le trépan et les formations géologiques traversées [1].

I.1. Les paramètres mécaniques et physiques du forage :

I.1.1. Poids sur le trépan (Weight on Bit) :

Le Weight on Bit (WOB) correspond à la charge verticale appliquée sur le trépan afin de faciliter la rupture de la roche et d'assurer l'avancement du forage. Il s'agit d'un paramètre fondamental qui influence directement le taux de pénétration (ROP) et la performance globale du trépan [8].

Importance :

Un WOB bien ajusté permet d'optimiser l'efficacité de coupe tout en limitant l'usure prématurée du trépan et l'apparition de vibrations indésirables.

Aspects physiques

Les formations dures nécessitent généralement un WOB élevé pour favoriser la fragmentation de la roche, tandis que les formations plus fragiles exigent des charges plus faibles afin d'éviter les instabilités mécaniques.

Aspects techniques

Le réglage du WOB doit être réalisé en coordination avec la vitesse de rotation et le type de trépan afin de réduire les phénomènes de vibrations et de Stick-Slip [26].

I.1.2. Vitesse de rotation (Révolutions Per Minute - RPM) :

La vitesse de rotation représente le nombre de tours effectués par le trépan par unité de temps. Elle joue un rôle majeur dans la distribution de l'énergie mécanique et dans l'efficacité de coupe [8].

Importance

Une vitesse adaptée contribue à améliorer la performance de forage et à stabiliser le comportement du système de rotation.

Aspects physiques

Une rotation trop élevée augmente les frottements et la génération de chaleur, ce qui accélère l'usure du trépan. À l'inverse, une vitesse insuffisante réduit l'efficacité de pénétration.

Aspects techniques

Le choix du RPM dépend principalement de la nature de la formation, du type de trépan utilisé et des conditions opérationnelles du puits [1].

I.1.3. Vibrations et Stick-Slip :

Les vibrations correspondent aux oscillations irrégulières du train de forage causées par l'interaction entre les forces mécaniques appliquées et les formations géologiques. Le phénomène le plus critique est le Stick-Slip, caractérisé par une alternance entre blocage et rotation rapide du trépan [5].

Importance

Les vibrations excessives peuvent entraîner une dégradation des équipements, une baisse de performance et une augmentation des risques de défaillance mécanique.

Aspects techniques

La maîtrise de ces phénomènes repose sur une optimisation simultanée du WOB, du RPM, du couple de rotation et des propriétés de la boue de forage [26].

I.1.4. Couple de rotation (Torque) :

Le couple de rotation représente la résistance mécanique rencontrée lors de la rotation du train de forage. Il traduit l'effort nécessaire pour maintenir la rotation du trépan face aux forces de friction et à la résistance des formations.

Importance

Le suivi du torque permet d'évaluer l'efficacité de la transmission d'énergie au fond du puits. Un torque stable indique généralement un forage régulier, tandis qu'une augmentation soudaine peut révéler des problèmes opérationnels tels que le frottement excessif, l'accumulation de déblais ou des conditions de forage instables [26].

Aspects physiques

Le couple dépend principalement des propriétés mécaniques des roches (dureté, abrasivité), mais aussi des interactions entre le train de tiges et les parois du puits. Les variations lithologiques peuvent provoquer des fluctuations importantes du torque.

Aspects techniques

Le torque est étroitement corrélé au WOB et au RPM. Une mauvaise combinaison de ces paramètres peut générer des vibrations torsionnelles et des phénomènes de Stick-Slip. Son contrôle est donc essentiel pour assurer la stabilité du système de forage et prolonger la durée de vie des équipements [8].

I.1.5. ROP (Rate of Penetration) :

Le ROP désigne la vitesse d'avancement du trépan dans le sous-sol au cours des opérations de forage. Il traduit la quantité de roche forée pendant une période donnée et constitue un indicateur direct de l'efficacité du processus.

Importance :

Le suivi du ROP permet d'évaluer les performances de forage et d'identifier d'éventuelles variations liées aux conditions opérationnelles ou aux formations rencontrées. Une amélioration du ROP contribue généralement à réduire la durée des travaux et les coûts associés.

Aspects techniques :

La valeur du ROP est influencée par plusieurs paramètres, notamment la charge appliquée sur le trépan (WOB), la vitesse de rotation (RPM), les caractéristiques du fluide de forage, la conception du trépan ainsi que la nature des formations géologiques traversées. Son optimisation nécessite une adaptation continue des paramètres de forage afin d'obtenir un rendement optimal. [24]

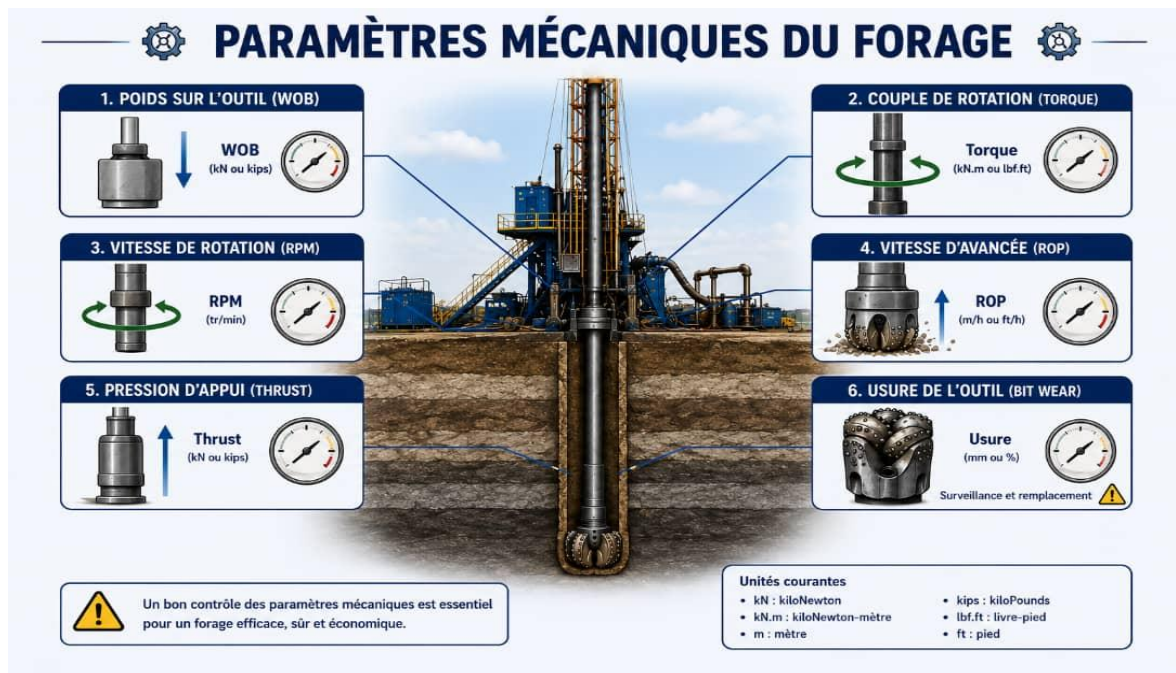


Figure I.1: les paramètres mécaniques de forage [1]

I.2. Paramètres Hydrauliques du Forage :

I.2.1. Densité de la boue (Mud Weight) :

La densité de la boue correspond à la masse volumique du fluide de forage. Elle conditionne la pression hydrostatique exercée dans le puits [9].

Importance

Elle permet d'assurer l'équilibre entre la pression de formation et la pression du puits afin d'éviter les influx (kick) ou les éruptions (blowout).

Aspects hydrauliques

La pression doit rester supérieure à celle de la formation sans dépasser la pression de fracturation.

Aspects physiques

La densité influence également la suspension et le transport des déblais vers la surface [20].

Equation de la pression hydrostatique :

$$P = p \times g \times h \dots [I.1]$$

- P : pression hydrostatique (Pa)
- p : densité du fluide (kg/m^3)
- g : gravité (9.81 m/s^2)
- h : hauteur de colonne de fluide (m)

Cette équation [I.1] relie de densité et la viscosité à la stabilité des parois et au transport des déblais.

Importance

La densité de la boue est essentielle pour maintenir l'équilibre entre la pression du puits et la pression des formations. Une densité adéquate permet de prévenir les influx de formation (Kick) et les éruptions incontrôlées (Blowout), tout en garantissant la stabilité du puits.

I.2.2. Viscosité de la boue (Mud Viscosity) :

La viscosité représente la résistance du fluide à l'écoulement et conditionne sa capacité à transporter les déblais [10].

Importance

Une viscosité adaptée améliore l'efficacité du nettoyage du puits.

Aspects hydrauliques

Elle dépend de la profondeur, du débit et de la taille des particules.

Aspects physiques

Elle assure la stabilité de l'écoulement et contribue au maintien des parois du puits [7].

I.2.3. Débit de la boue (Mud Flow Rate) :

Le débit de la boue correspond au volume de fluide circulant dans le puits par unité de temps [8].

Importance

Le débit joue un rôle essentiel dans le transport des déblais, le refroidissement du trépan et le maintien de la stabilité du puits [9].

Aspects hydrauliques

Un débit élevé améliore le nettoyage du trou (Hole Cleaning) et réduit l'accumulation des déblais dans l'annulaire [26].

Aspects physiques

Le débit doit être équilibré avec la viscosité et la densité de la boue afin d'assurer un transport efficace des déblais tout en évitant une pression excessive sur les équipements ; Il agit en interaction avec la viscosité et la densité pour stabiliser les conditions de forage [26].

I.2.4. Nettoyage du trou (Hole Cleaning) :

Le nettoyage du trou correspond au processus d'évacuation des déblais générés pendant le forage [9].

Importance

Un mauvais nettoyage peut entraîner une augmentation du couple, des vibrations et une diminution du ROP [9].

Aspects hydrauliques

L'efficacité du nettoyage dépend du débit de circulation, de la viscosité et de la densité de la boue [26].

Aspects physiques

Un nettoyage efficace contribue à maintenir la stabilité du puits et à améliorer les performances du forage [9].

Un bon nettoyage améliore la stabilité du puits et l'efficacité globale des opérations [9].

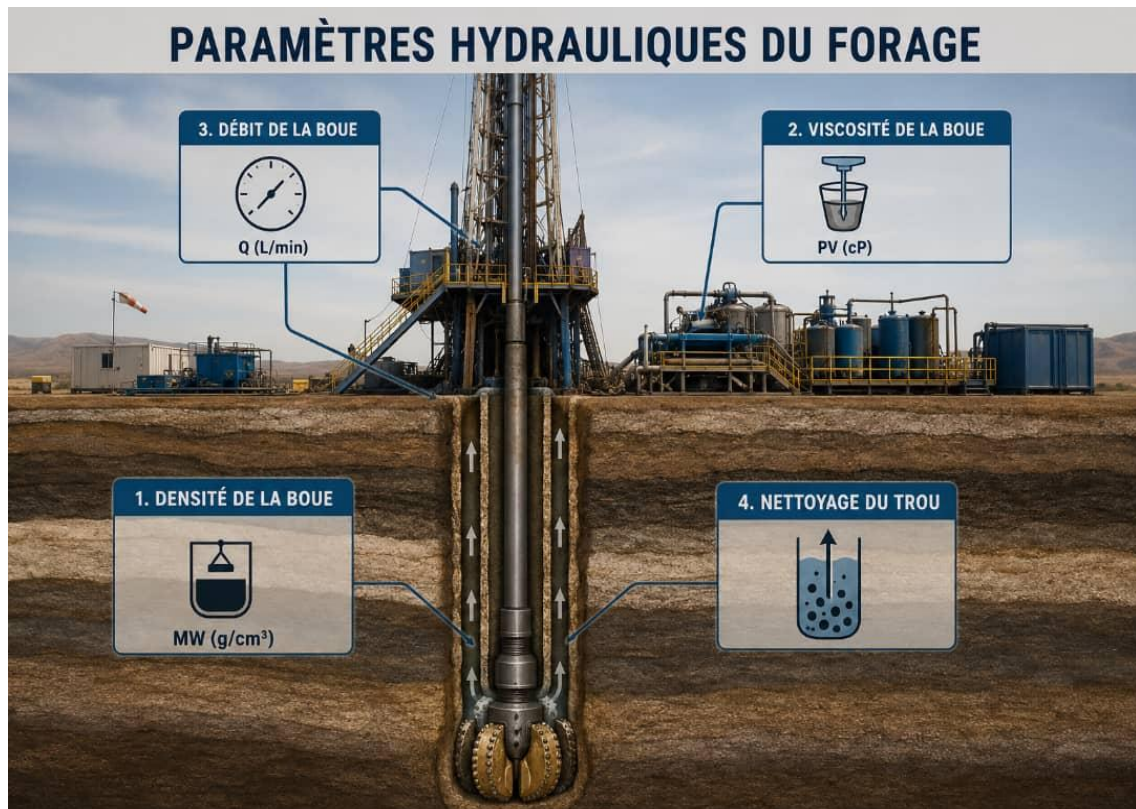


Figure I.2: les paramètres hydrauliques [1]

I.3. Paramètres Rhéologiques du Forage :

I.3.1. Comportement rhéologique (Flow Behavior) :

Le comportement rhéologique décrit la manière dont le fluide de forage s'écoule sous l'effet des contraintes appliquées. Il influence directement la capacité du fluide à transporter les déblais, à maintenir les particules solides en suspension ainsi qu'à stabiliser les parois du puits [10].

Pour caractériser ce comportement, plusieurs modèles rhéologiques sont utilisés dans l'industrie pétrolière, notamment :

- Le modèle newtonien
- Le modèle de la loi de puissance (Power Law)
- Le modèle de Herschel–Bulkley
- Le modèle de Bingham plastique

Ces approches permettent de décrire le comportement des boues de forage en fonction des conditions hydrauliques et du degré de complexité recherché. Le modèle de Bingham plastique est souvent privilégié dans les applications pratiques en raison de sa simplicité et de son efficacité pour représenter les fluides de forage industriels [10].

Les principaux paramètres utilisés pour caractériser ces fluides sont :

- La viscosité plastique (PV),
- La viscosité apparente (AV),
- Le point de seuil (YP),
- Et la résistance au gel (Gel Strength).

I.3.2. Viscosité plastique et viscosité apparente :

a. Viscosité plastique (Plastic Viscosity – PV)

La viscosité plastique correspond à la résistance interne du fluide liée principalement aux frottements entre les particules solides et la phase liquide. Elle est fortement influencée par la quantité de solides présents ainsi que par leurs dimensions et leur distribution dans la boue de forage [5].

- Viscosité plastique (PV) Équation

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \dots [I.2]$$

Ou

PV : viscosité plastique du fluide de forage (cP).

θ_{600} : lecture du viscosimètre à 600 tr/min.

θ_{300} : lecture du viscosimètre à 300 tr/min.

b. Viscosité apparente (Apparent Viscosity – AV)

La viscosité apparente représente une estimation globale du comportement visqueux du fluide sous des conditions de cisaillement données. Elle permet de décrire de façon simplifiée l'aptitude du fluide à s'écouler et son efficacité hydraulique dans le puits.

Ces deux paramètres sont fondamentaux pour évaluer la capacité du fluide à transporter les déblais et optimiser la circulation hydraulique durant les opérations de forage [21].

- Viscosité apparente (AV) Équation :

$$AV = \theta_{600} / 2 \dots [I.3]$$

ou

AV : viscosité apparente du fluide de forage (cP).

θ_{600} : lecture du viscosimètre rotatif à 600 tr/min.

I.3.3. Point de seuil et résistance du gel (Yield Point / Gel Strength):

a. Modèle de Bingham plastique (modèle retenu) :

Le modèle de Bingham plastique est largement utilisé pour décrire le comportement des fluides de forage. Il considère qu'un fluide ne commence à s'écouler qu'après avoir dépassé une contrainte minimale appelée contrainte seuil (Yield Stress).

Ce modèle est utilisé pour simplifier les calculs hydrauliques et optimiser la circulation des fluides dans le puits, notamment pour le transport des déblais et la maîtrise des pertes de charge [21].

b. Point de seuil (Yield Point – YP) :

Le point de seuil correspond à la contrainte minimale nécessaire pour initier l'écoulement du fluide après une phase de repos. Il reflète la capacité de la boue de forage à transporter les déblais et à les maintenir en suspension dans l'espace annulaire.

Un YP élevé améliore :

- Le transport des déblais,
- La suspension des solides,
- La réduction du risque de sédimentation.

c. Résistance du gel (Gel Strength) :

La résistance au gel décrit la capacité du fluide à développer une structure interne lorsqu'il est au repos, puis à redevenir fluide sous agitation. Elle est généralement mesurée après différents temps d'arrêt :

Gel 0 min : Représente la résistance immédiate juste après l'arrêt de la circulation, traduisant la formation rapide de la structure interne.

Gel 10 min : Reflète l'évolution de cette structure après un court repos et l'augmentation progressive de la résistance.

Gel 30 min : Indique un renforcement plus marqué de la structure interne après un repos prolongé.

Ainsi, plus le temps de repos augmente, plus la structure du gel devient résistante, ce qui peut rendre la remise en circulation du fluide plus difficile [21].

La résistance au gel est importante pour :

- Maintenir les déblais en suspension lors des arrêts de circulation,
- Eviter la sédimentation des particules,
- Assurer la stabilité hydraulique du puits.

Importance :

- Le Yield Point contrôle le démarrage de l'écoulement et la suspension des déblais.
- La Gel Strength empêche la décantation des particules lors de l'arrêt de circulation.
- Ces propriétés sont essentielles pour assurer la propreté du puits et éviter les problèmes de colmatage et de pertes de circulation [21].

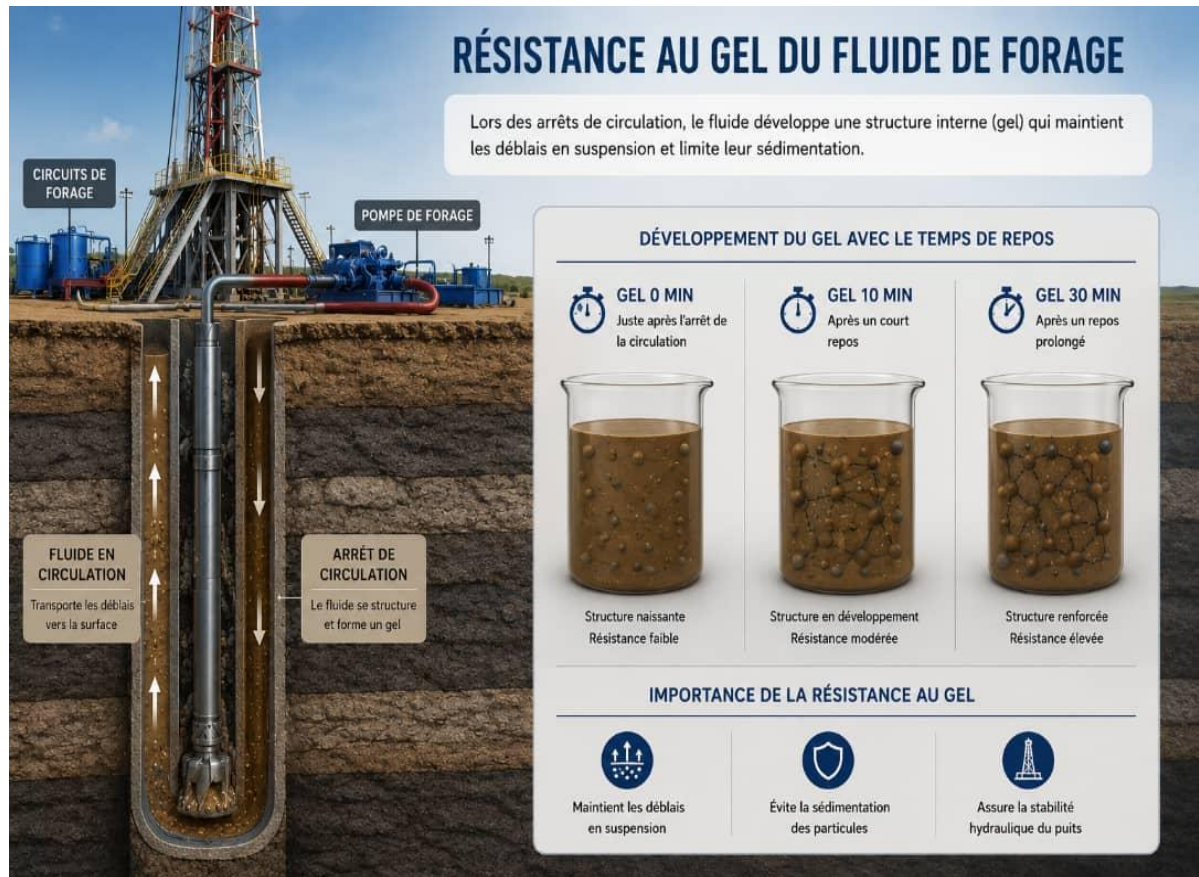


Figure I.3 : les paramètres rhéologiques « Résistance au Gel » [1]

I.4. Relation entre paramètres rhéologiques et hydrauliques :

Les paramètres rhéologiques impact directement plusieurs aspects hydrauliques du forage :

- La pression dans le puits : la viscosité et la structure de la boue contribuent au maintien de la stabilité des parois [8].
- Le nettoyage du trou : le comportement d'écoulement et la cohésion interne déterminent l'efficacité du transport des déblais [8].
- La distribution des forces au niveau du trépan : les propriétés rhéologiques influencent l'impact hydraulique du fluide et peuvent réduire les vibrations du trépan [8].

I.5. Paramètres pétro-physiques dans le forage :

I.5.1. Perméabilité des formations (Permeability)

La perméabilité représente la capacité d'une formation rocheuse à permettre la circulation des fluides à travers son réseau poreux. Cette propriété influence directement le comportement hydraulique des formations durant les opérations de forage [35].

Les formations présentant une perméabilité élevée, comme les sables ou les grès poreux, facilitent la circulation des fluides mais peuvent également provoquer des pertes de boue vers la formation [3].

À l'inverse, les formations à faible perméabilité limitent la circulation des fluides et nécessitent souvent un ajustement des paramètres hydrauliques afin de maintenir la stabilité du puits [3].

Importance :

La connaissance de la perméabilité permet d'optimiser les propriétés de la boue, de limiter les pertes de circulation et de protéger les caractéristiques du réservoir [12].

I.5.2. Porosité (Porosity) :

La porosité représente la proportion des espaces vides présents dans une roche par rapport à son volume total. Ces espaces, appelés pores, peuvent contenir des fluides tels que l'eau, le pétrole ou le gaz [35].

Importance :

La porosité est un paramètre fondamental pour l'évaluation d'un réservoir. Elle permet d'estimer la capacité de la roche à stocker des hydrocarbures et constitue un critère essentiel dans l'étude du potentiel productif d'un gisement [35].

Aspects techniques :

La porosité est généralement exprimée en pourcentage. Sa valeur dépend de plusieurs facteurs, notamment la nature de la roche, la taille et la distribution des grains, ainsi que les processus géologiques ayant affecté la formation. Les mesures de porosité peuvent être obtenues à partir des diagraphies de puits ou des analyses de carottes afin de caractériser les propriétés du réservoir [4].

I.5.3. Stratigraphie des formations (Stratigraphy) :

La stratigraphie décrit l'organisation et la succession des différentes couches pétro-physiques traversées par le puits. Chaque formation possède des propriétés physiques, mécaniques et hydrauliques spécifiques influençant directement les conditions de forage [32].

- Variations des propriétés pétro-physiques
- Les principales variations concernent :
 - La dureté des formations
 - La perméabilité
 - Le comportement mécanique
 - La pression de formation
 - La stabilité des parois

- Types de couches pétro-physiques courantes

Les formations traversées pendant le forage peuvent être :

- Sableuses
- Argileuses
- Calcaires
- Dolomitiques

Importance

L'analyse stratigraphique permet d'adapter les paramètres mécaniques et hydrauliques du forage afin d'améliorer la stabilité du puits, d'optimiser les performances de forage et de réduire les risques opérationnels [25].

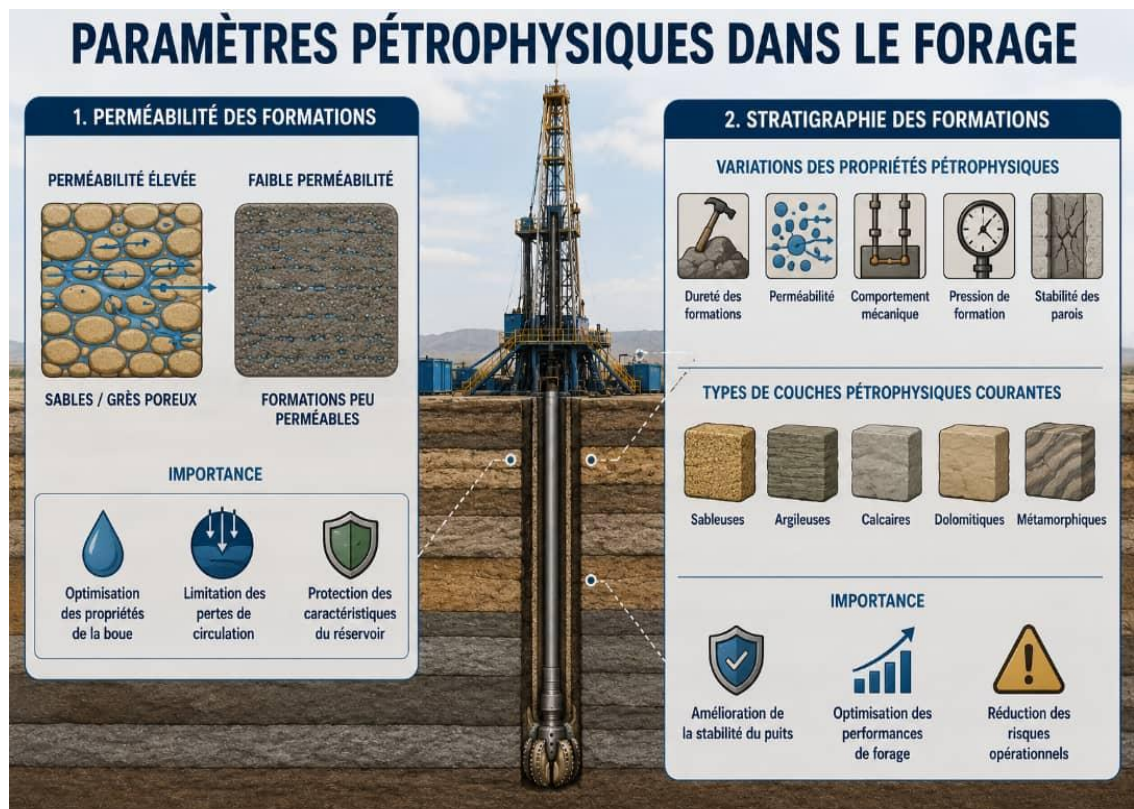


Figure I.4 : les paramètres pétro-physique [1]

I.6. Les tables analytiques :

Tableau I.1 : Tableau analytique des paramètres mécanique [1] :

Paramètres mécanique	Symbole	Unité	Description technique
Poids sur le bit	WOB	kN/klbf	Force exercée sur le trépan
Vitesse de rotation	RPM	tr/min	Rotation de la tige
Vibrations	Vib	m/s^2 et	Oscillation de la garniture de forage
Stick-Slip:	SS	%	Variation torsionnelle de la rotation de trépan
ROP	ROP	m/h ou ft/h	Vitesse de forage

Tableau I.2 : Tableau analytique des paramètres hydrauliques [5] :

Paramètre hydraulique	symbole	unité	Description technique
Densité du fluide (mud weight)	MW	kg/m^3 ,ppg	Masse volumique du fluide de forage
Viscosité	μ/PV	cp	Résistance de fluide à l'écoulement et capacité de transport des déblais
Débit de circulation	Q	L/s ,gpm	Volume de fluide pompé par unité de temps
Pression hydrostatique		Bar,psi	Pression due à la colonne de fluide
Vitesse des jets	Vj	m/s	Vitesse du fluide aux buses
Pression au fond du puits	BHP	Bar,psi	Pression totale au fond du puits
Pression de pompe	SPP	Bar,psi	Pression mesurée
Densité équivalente de circulation	ECD	,ppg	Densité apparente incluant les pertes de charge
Puissance hydraulique	HHP	hp ou kW	Energie hydraulique fournie au système
Surface des buses			Surface totale des buses

Tableau I.3 : Tableau analytique des paramètres rhéologiques [8] :

Paramètres rhéologiques	Symbole	unité	Description
Viscosité plastique	PV	cP	Mesure la résistance interne du fluide à l'écoulement et reflète souvent la teneur en solides
Viscosité apparente	AV	cP	Donne une estimation globale de l'épaisseur du fluide et de son comportement en circulation
Point de rendement	YP	$\text{lb}/100\text{ft}^2$	Indique la capacité du fluide à mettre les solides en mouvement à transporter les déblais
Gel à 10 seconds	Gel 10s	$\text{lb}/100\text{ft}^2$	Mesure la tendance du fluide à former une structure après un arrêt court.
Gel à 10 minutes	Gel 10min	$\text{lb}/100\text{ft}^2$	Mesure la résistance structurale du fluide après un arrêt plus long
Gel à 30 minutes	Gel 30min	$\text{lb}/100\text{ft}^2$	Mesure la résistance structurale du fluide après une période de repos prolongée de 30 minutes

Tableau I.4 : Tableau analytique des paramètres pétro-physiques [9] :

Paramètres pétro- physiques	Symbole	unité	Description
Type de formation	—	—	Indique la nature de la roche ou du sol traversé, par exemple argile, sable, calcaire ou grès.
Fracturation	—	Nombre/m	Mesure le nombre de fractures observées dans une épaisseur donnée
Dureté	—	—	Evalue la résistance du matériau au rayage ou la pénétration
Porosité	Ø	%	Indique la proposition des vides dans la roche ou le sol.
Perméabilité	K	m/s	Mesure la capacité du terrain à laisser circuler l'eau
Teneur en eau	W	%	Représente la quantité d'eau contenue dans le sol ou la roche

Conclusion

Les paramètres de forage, dans leurs aspects mécaniques, hydrauliques, rhéologiques et géologiques, constituent des éléments fondamentaux qui contrôlent l'efficacité et le bon déroulement des opérations de forage pétrolier [1].

L'équilibre entre les paramètres mécaniques, tels que le poids sur l'outil et la vitesse de rotation, les paramètres hydrauliques liés au débit de circulation et au nettoyage du puits, ainsi que les propriétés rhéologiques de la boue de forage, joue un rôle essentiel dans le maintien des performances de forage et de la stabilité du puits durant les différentes phases des opérations [9].

Par ailleurs, la prise en considération des caractéristiques géologiques et de la nature des formations traversées permet d'adapter les conditions opératoires à chaque phase de forage, contribuant ainsi à limiter les problèmes techniques et à assurer la continuité des opérations dans des conditions sécurisées et maîtrisées [26].

Ainsi, la compréhension et l'étude des différents paramètres de forage constituent une base essentielle pour l'analyse du comportement du puits et des conditions opérationnelles qui l'entourent. Elles représentent également une étape préalable importante aux opérations d'évaluation et aux essais pétroliers qui seront abordés dans le chapitre suivant, notamment les essais DST et leur rôle dans l'étude des caractéristiques du réservoir et de sa productivité [12].

CHAPITRE II :

DST [DRILL STEM TEST]

INTRODUCTION :

Le **Drill Stem Test (DST)** est une mise en production provisoire réalisée au cours du forage, sans modification permanente de l'équipement du puits. Il s'agit d'une éruption contrôlée par une complétion temporaire, permettant de recueillir des échantillons de fluides et d'obtenir des informations essentielles sur le gisement [31]. Ce test fournit des données indispensables pour :

- Identifier la **nature et les caractéristiques des fluides** présents dans le réservoir.
- Déterminer la **pression et la température** du gisement.
- Évaluer les **propriétés de la roche réservoir** (perméabilité, porosité).
- Détecter le **skin** et anticiper les problèmes futurs de production.
- Estimer le **potentiel du puits** et sa productivité. [27]

II.1. Principe du DST :

Ce principe permet de déterminer des paramètres essentiels du gisement : **perméabilité, skin, pression initiale (Pi), caractéristiques des fluides et de la roche réservoir**, ainsi que le potentiel de production du puits [15]. Le test repose sur les étapes suivantes :

- **Réduction de la pression exercée par la colonne de boue** jusqu'à atteindre celle des fluides de la formation, ce qui déclenche leur écoulement vers la surface [30].
- **Canalisation sécurisée des fluides** grâce à une complétion temporaire, évitant tout risque de pollution ou d'éruption incontrôlée [16].
- **Contrôle du débit** par une vanne de fond manipulée depuis la surface, permettant d'arrêter ou de relancer l'écoulement sans recourir à la pression hydrostatique de la boue [27].
- **Enregistrement en fond de puits** de la pression, de la température et de leurs variations tout au long du test [27].

II.2. Différents types de test DST :

a. Test en trou ouvert (Open Hole) : Ce type de test est réalisé directement dans le puits foré, sans tubage, au contact immédiat de la formation. Le packer est ancré en contact avec la formation située au-dessus du réservoir, sur une zone solide, afin d'assurer une étanchéité rigide et fiable. [16] [Figure II.1.(A)]

b. Test en Barefoot : Il s'agit d'un test effectué dans une section du puits laissée volontairement ouverte, sans complétion ni tubage. Le packer est ancré dans le tubage, mais la zone réservoir reste non tubée, permettant un contact direct avec la formation [27] [Figure II.1.(B)].

c. Test entubage (Cased hole test) : Ce test est réalisé après tubage et cimentation du puits. La zone à tester est isolée par perforation [27] [Figure II.1.(C)].

d. DST de couche sélectif (Straddle test) : Ce type de test utilise un système de packers pour isoler une couche précise du réservoir [27] [Figure II.1.(D)].

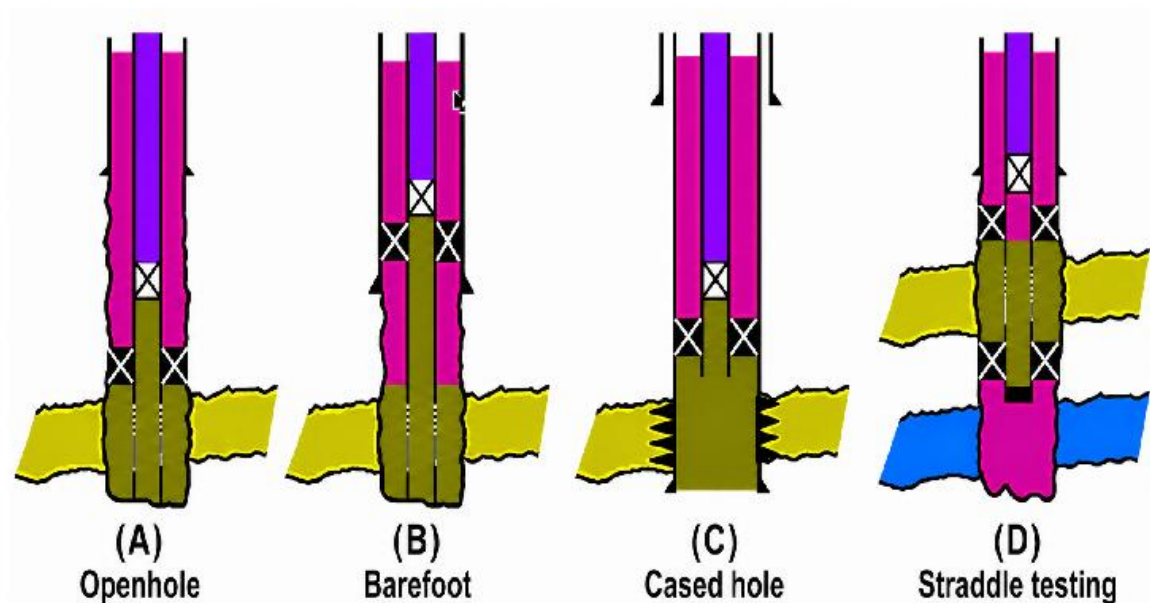


Figure II.1 : Différents types de test DST [4]

II.3. Equipements de test :

II.3.1. Disposition et importance de l'équipements du Test :

La disposition des équipements, qu'ils soient de fond ou de surface, constitue une étape importante dans la préparation d'un DST. Une organisation méthodique sur chantier permet la sécurité des opérations, la fiabilité des résultats et l'efficacité opérationnelle [16]. [Figure II.2]

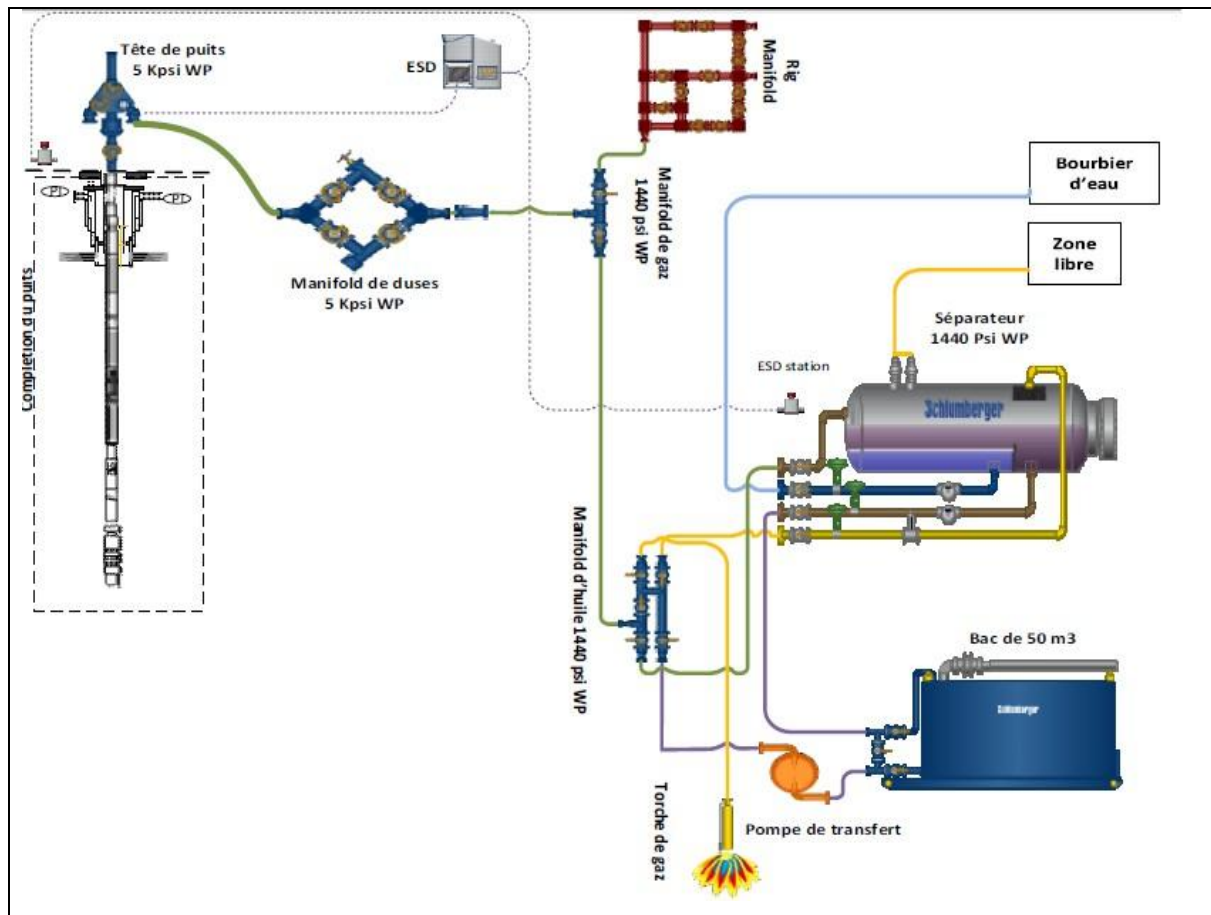


Figure II.2 : Disposition des équipements d'un Test DST [5]

II.3.2. Equipements de Fond :

a. Sabot (Mule Shoe ou guide wireline) :

Est un dispositif placé en bas du BHA de test qui guide les outils wireline vers l'axe du puits. Sa forme biseautée permet de réduire les risques de blocage lors de leur descente [16].
[Figure II.3]



Figure II.3 : Sabot (Mule Shoe) [3]

b. Packers :

Les packers sont des dispositifs de fond destinés à assurer l'isolement hydraulique de la zone de test par rapport au reste du puits. [Figure II.4]

Packer PosiTest : muni d'un seul chien, il est adapté aux essais standards où aucune stimulation particulière n'est requise [16].

Packer Positrieve : doté de deux chiens, il est employé dans les opérations nécessitant une acidification, une stimulation ou la réalisation d'un mini-frac (le plus utilisé) [17].

Packer FlexPac : conçu pour résister aux environnements sévères caractérisés par des conditions de haute pression et haute température (HPHT) [17].

Packer FlexPac Hold-Down : équipé d'un système de retenue, il empêche le déplacement de la colonne vers le haut sous l'effet des forces hydrauliques générées lors des opérations de stimulation [16].



Figure II.4 : Packer positrieve [3]

c. Le joint de sécurité (Safety Joint) :

Est un dispositif permettant de désengager rapidement la colonne de test en cas de blocage (Non désencrage de Packer) ou d'urgence, afin de faciliter la récupération du BHA [2]. [Figure II.5]



Figure II.5 : Safety joint [3]

d. Coulisse de battage (jar hydraulique) :

Permet de générer des impulsions mécaniques contrôlées. Elle est utilisée pour appliquer des efforts de traction par chocs successifs afin de libérer le packer [2]. [Figure II.6]

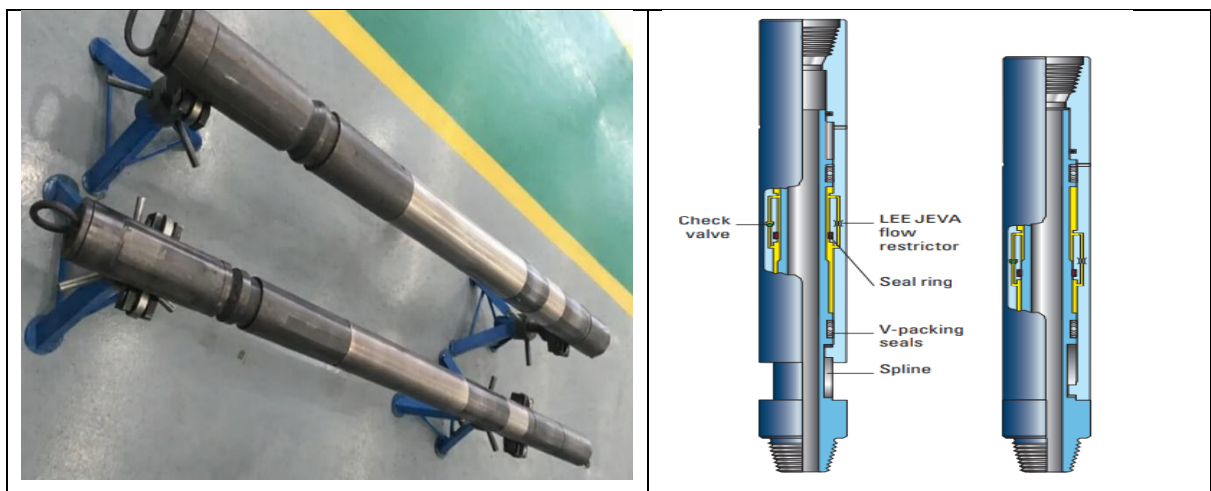


Figure II.6 : Coulisse Hydraulique [3]

e. Porte enregistreurs (fourreau) :

Destiné à loger les capteurs de pression et de température (gauges de pression). [Figure II.7]



Figure II.7 : Porte enregistreurs [1]

f. Les gauges de pression :

Permettant de mesurer et enregistrer les variations de pression au fond du puits. Ils sont essentiels pour analyser le comportement du réservoir, avec souvent plusieurs capteurs installés (généralement trois enregistreurs) pour garantir la fiabilité des données. [Figure II.8]

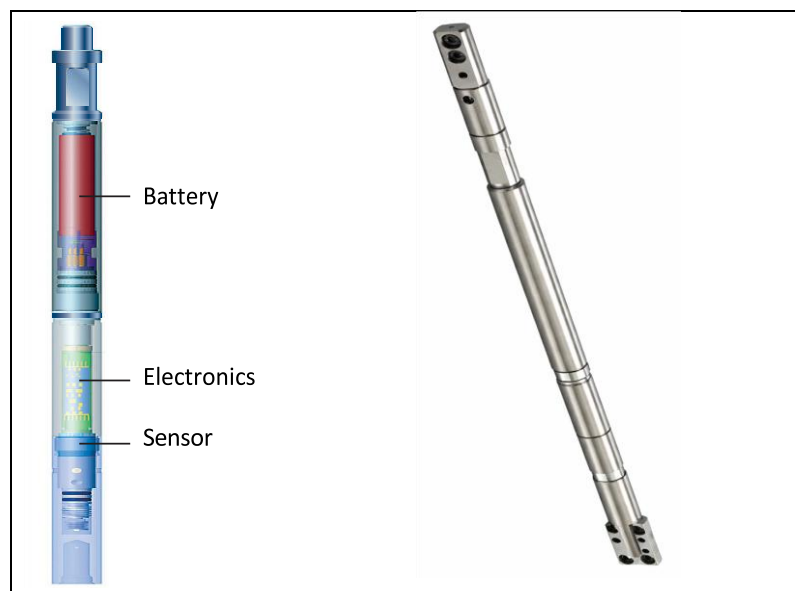


Figure II.8 : Gauge électronique de fond [2]

g. La vanne de fond (Tester valve) :

L'outil isole la pression du tubing de l'hydrostatique à la descente. Les cycles ouverture/fermeture créent production et build-up pour l'interprétation du réservoir. [Figure II.9]

On peut ainsi identifier quatre grandes catégories :

- Les vannes de test actionnés par **rotation mécanique** (OMNI)
- Les vannes de test actionnés par **translation linéaire** (MFE, DCIPV).
- Les vannes de test actionnés par **pression annulaire** (L/APO ou STV, PCT).
- Les vannes de test actionnés par **électro-hydro-mécanique** (IRDV). [27]

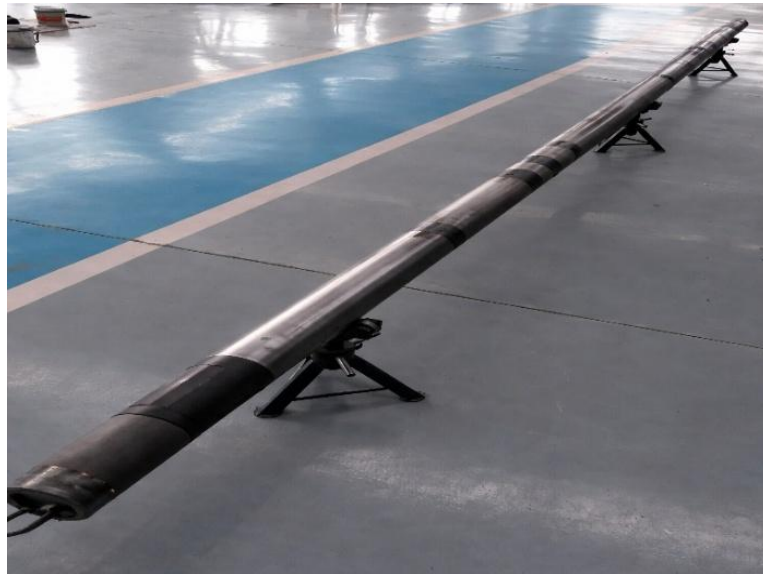


Figure II.9 : La vanne de fond (Tester Valve) [3]

h. La vanne de circulation :

Evacue les effluents et les remplace par de la boue avant remontée. L'ouverture sera par circulation inverse (disque de rupture) ou pression interne sur goupilles (kill valve) [16]. [Figure II.10]

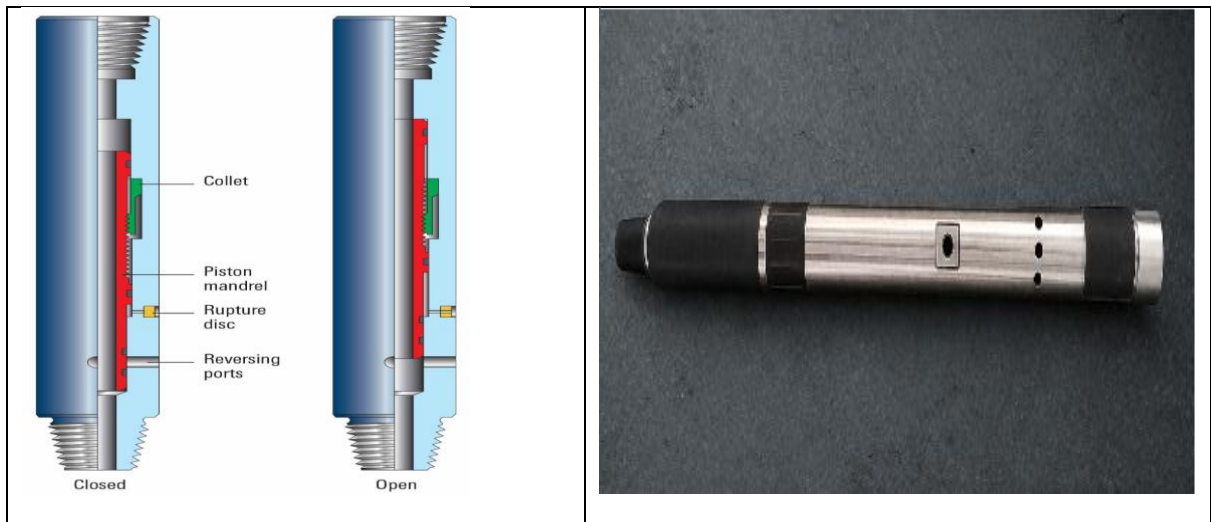


Figure II.10 : Vanne de circulation [3]

i. Les masse-tiges (Drill collar) :

Elles assurent le poids nécessaire pour activer le packer, stabiliser la colonne et transmettre efficacement les efforts mécaniques [16].

j. Le joint glissant (Slip Joint) :

Le slip joint est un dispositif de compensation dans la BHA de test qui absorbe les variations de longueur dues aux changements de pression et de température. Il protège le packer et maintient la stabilité de la colonne. [Figure II.11]

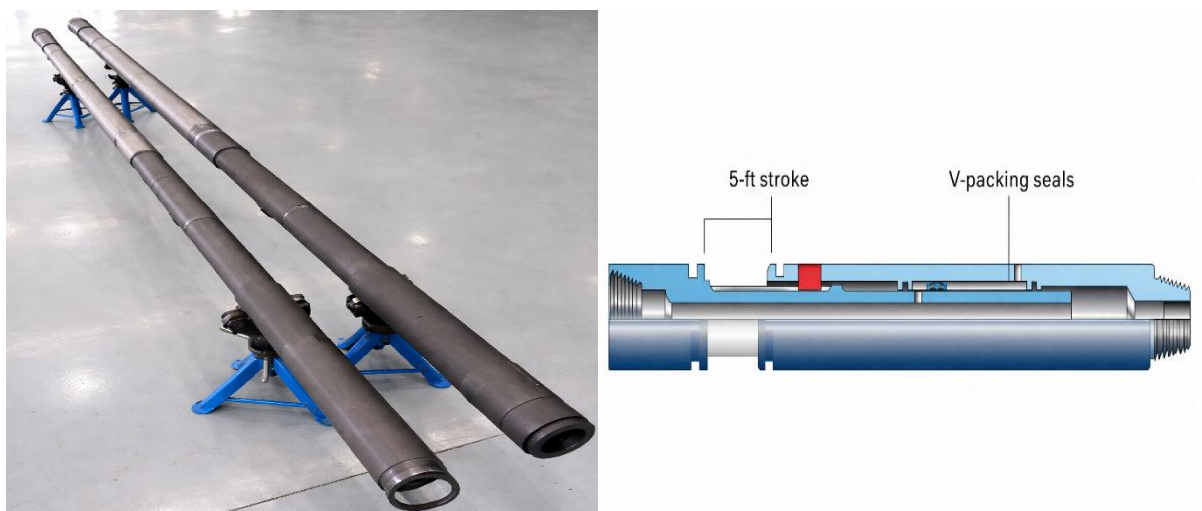


Figure II.11 : Joint glissant (Slip Joint) [3]

k. Les tiges (Drill pipes) :

Reliant les outils de fond à la surface. Elles assurent à la fois la transmission des efforts mécaniques et le transport des fluides vers la surface [8].

II.3.3. Equipements de Surface :**a. Tete de puits (Flowhead) :**

Est un équipement de surface temporaire (remplace la tête de production) utilisé lors d'un DST pour contrôler l'écoulement des fluides. Elle regroupe plusieurs vannes essentielles et assure la gestion sécurisée de la production en surface [16]. [Figure II.12]

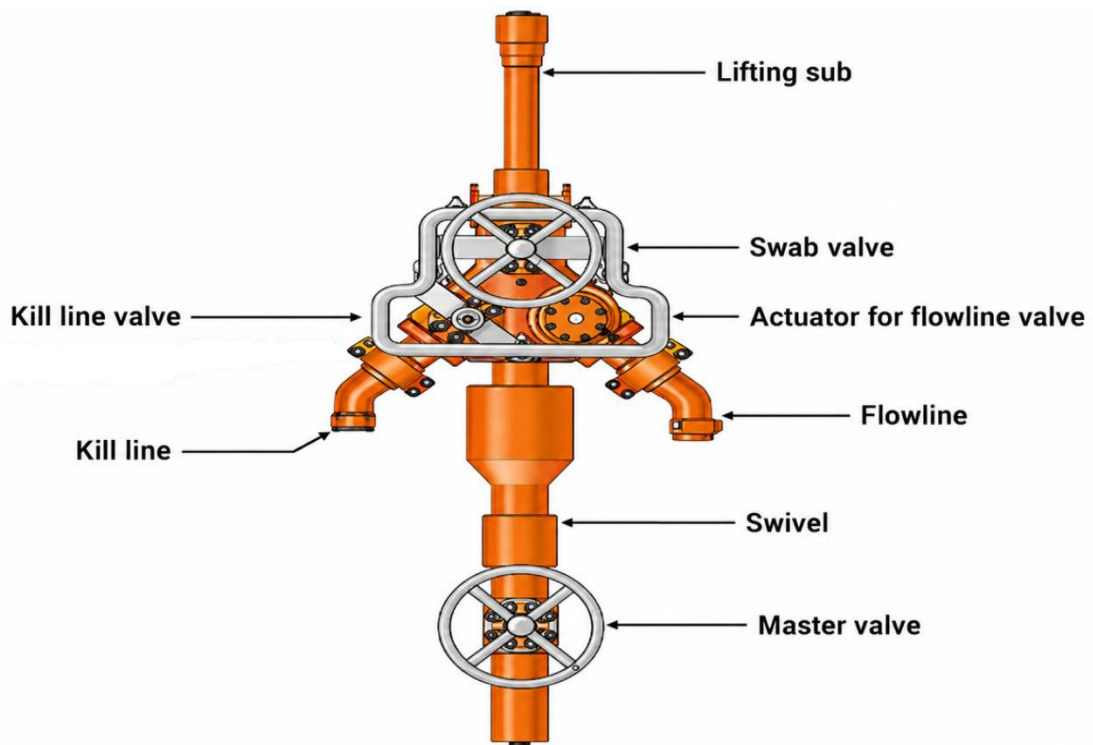


Figure II.12 : Tête de puits (Flowhead) [1]

b. Flexible Coflex (Tuyau Flexible Haute Pression) :

Flexible haute pression en surface (DST). Relié à la flowhead, il dirige les effluents vers manifold en toute sécurité [17]. [Figure II.13]



Figure II.13 : Flexible Coflex [1]

c. Data / Injection Header :

Installé en amont du choke manifold. Il permet de mesurer pression et température, de prélever des échantillons et d'injecter des produits chimiques. [FigureII.14]



Figure II.14 : Data Header [1]

d. Manifold de duses :

Placé après la tête de puits, permettant de contrôler la pression et de réguler le débit des effluents. Il assure un écoulement stable, protège le réservoir et garantit la sécurité des opérations [17]. [Figure II.15]



Figure II.15 : Manifold de duses [1]

e. Manifold de gaz :

Placé après le choke manifold, assurant l'acheminement sécurisé des gaz vers le séparateur et la torche. Il permet également le raccordement au système de circulation pour le retour de boue. [Figure II.16]



Figure II.16 : Manifold de Gaz [1]

f. Manifold d'huile :

Placer après le séparateur permet de diriger et gérer les effluents après séparation. Il assure l'orientation du gaz vers la torche et du liquide vers les Bacs de stockage [17]. [Figure II.17]

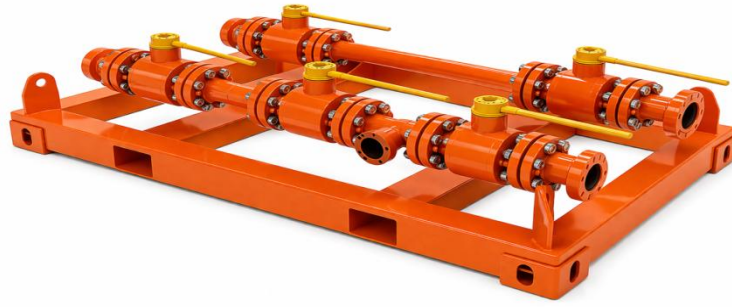


Figure II.17 : Manifold d’huile [1]

g. Séparateur :

Le séparateur utilisé dans un essai DST est un **séparateur triphasique** (Huile, Gaz et Eau), permettant de séparer l’effluent en huile, gaz et eau. Il permet de mesurer les débits de chaque phase et de prélever des échantillons pour l’analyse [27]. [Figure II.18]



Figure II.18 : Séparateur triphasique [1]

h. Système de fermeture d’urgence (ESD) :

Est un dispositif de sécurité en surface utilisé lors des essais DST. Il agit sur la flow-line valve hydraulique de la tête de puits et peut également contrôler une Surface Safety Valve (SSV) placée en amont du choke manifold. Son rôle est d’assurer une fermeture rapide et fiable du puits en cas de situation critique, afin de protéger les équipements, les opérateurs et l’environnement [17]. [Figure II.19]



Figure II.19 : Console d'arrêt d'urgence (ESD) [2]

i. Surface Safety Valve (SSV) :

Est une vanne de sécurité installée en surface, permettant l'arrêt rapide du puits en cas d'urgence. Commandée à distance, elle assure la protection des opérations. [Figure II.20]



Figure II.20 : Surface Safety Valve (SSV) [1]

j. Le Bac de comptage :

On a deux types de bacs qui sont souvent utilisés :

1. **Le bac de jaugeage** : pour la production sans la présence de la H_2S . [Figure II.21 (A)]
2. **Le bac Surge tank** : Dans le cas où l'huile contient en particulier de l'hydrogène sulfuré (H_2S), le bac de stockage doit être remplacé par un bac fermé maintenu à très faible pression, c'est le Surge tank. [Figure II.22 (B)]



Figure II.21 : Bac de comptage [1]

k. La Torche :

La torche est un dispositif de sécurité en surface permettant de brûler de manière contrôlée les gaz et liquides excédentaires ou dangereux, notamment ceux contenant du H_2S .

II.4. Programme d'exécution et déroulement d'un essai DST :

Le Drill Stem Test est une opération sensible qui doit être planifiée avec précision afin de garantir la sécurité et la validité des données recueillies. [15]

II.4.1. Données du puits

La connaissance du schéma du puits, de la profondeur atteinte et de l'état de complétion est indispensable avant tout essai de puits. [15]

II.4.2. Données des puits voisins

Les puits déjà forés dans la même zone fournissent des indications précieuses sur la pression du réservoir et la nature des fluides. Ces informations réduisent l'incertitude et facilitent la préparation du test [15].

II.4.3. Tampon :

Utilisé pour équilibrer les pressions et protéger les équipements contre les coups de bélier. Son utilisation s'est généralisée pour améliorer la sécurité et la fiabilité des mesures. Il permet de réduire les contraintes sur le packer, de stabiliser la pression de fond, d'absorber les variations brusques de pression et d'assurer un démarrage progressif et contrôlé du puits [17].

II.4.4. Choix de la dimension d'ancrage :

Le packer est généralement ancré conformément aux instructions du tester man. Les packers les plus couramment utilisés dans les trains de Drill Stem Test (DST) sont des packers mécaniques à ancrage par rotation. Lors de l'opération d'ancrage, la zone située en face de la profondeur d'ancrage doit être correctement cimentée et l'ancrage doit être évité au niveau des connexions entre deux joints de tubage, en privilégiant le milieu d'un joint. Pour atteindre la profondeur d'ancrage exacte, une correction de profondeur doit être réalisée par corrélation entre les mesures électriques et les mesures mécaniques de profondeur [6].

II.4.5. Informations sur l'équipement de test :

La sélection des équipements dépend de la pression du réservoir, de la température au fond et de la présence éventuelle de gaz acides comme le H_2S [21].

II.4.6. Opérations préparatoires au DST :**a. Opérations de diagraphie de fin de puits :**

Les opérations de logging permettent de contrôler l'intégrité du tubage et d'identifier les zones adaptées à l'ancrage du packer [30]. Elles permettent d'obtenir des informations sur la géométrie du puits.

b. Grattage (Scraping) :

Il consiste à éliminer les dépôts et résidus à une profondeur ciblée, et est réalisé avant la pose du packer afin d'assurer une bonne étanchéité [17].

c. Nettoyage et circulation du puits :

L'utilisation séquentielle de bouchons de viscosité variable optimise le nettoyage du puits et conditionne la boue pour le DST. [17]

d. Test des BOP :

Les tests de BOP sont une exigence de sécurité incontournable avant tout essai de puits. [20]

II.4.7. Séquences opérationnelles :**a. Préparation du puits :**

La préparation du puits avant un DST comprend la circulation de la boue, le test des BOP et la mise en place du train de test à la profondeur prévue, afin de garantir des conditions sûres et adaptées au test.

b. Supervision et suivi des opérations de DST :**1. Descente de la garniture de test et ancrage du packer :**

La garniture de test est assemblée en surface puis descendue progressivement avec la vanne de fond fermée pour assurer un différentiel de pression (ΔP) adéquat. Un test d'intégrité du BHA est réalisé avant d'atteindre la profondeur cible. Les équipements de surface sont installés et testés en parallèle. Une fois la profondeur atteinte, le packer est ancré et testé pour garantir l'isolement de la formation [20].

2. Test des équipements de surface :

Avant le démarrage, tous les équipements (flowhead, lignes d'écoulement, choke manifold, séparateur) sont vérifiés et testés afin d'assurer leur bon fonctionnement et leur étanchéité [27].

3. Réunion de sécurité (Safety Meeting) :

Une réunion de sécurité est organisée avant chaque opération ou intervention sur le puits afin de définir les rôles, les procédures et d'identifier les risques. Elle permet de coordonner les intervenants, de rappeler les consignes HSE et de garantir la sécurité des opérations [23].

c. Evaluation et analyse du comportement du puits pendant le DST :

Après la remontée du train de test, les enregistrements de pression sont récupérés et interprétés. La courbe représentant l'évolution de la pression de fond en fonction du temps permet d'analyser avec précision les différentes phases du DST [14]. [Figure II.22]

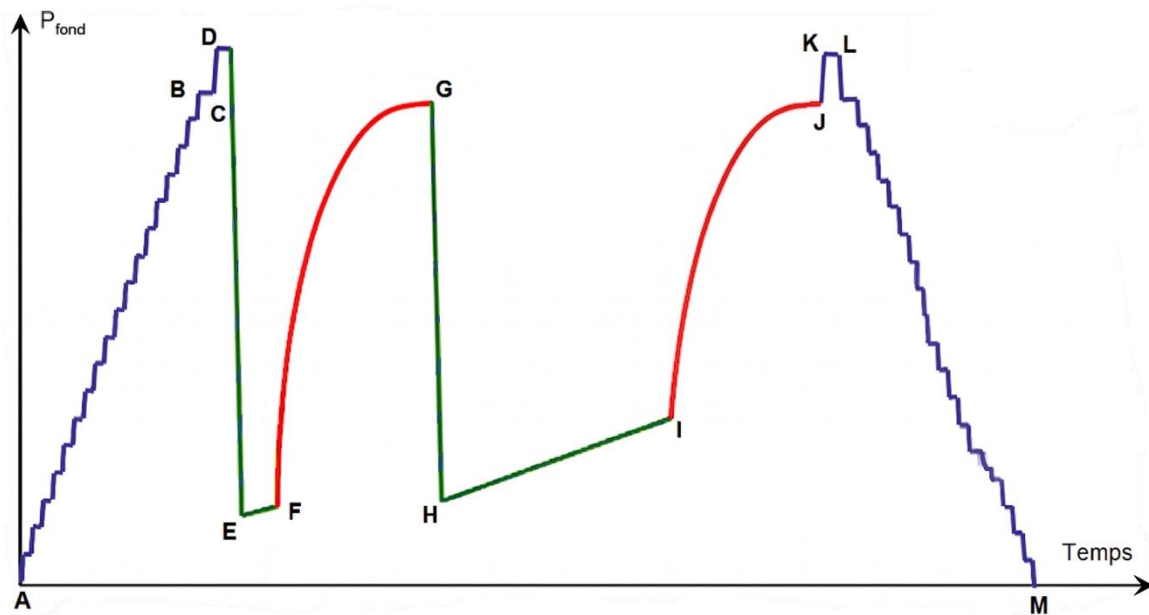


Figure II.22 : Enregistrement de la pression de fond pendant un DST [5]

A – B : Descente du train DST dans le puits. La pression correspond à la pression hydrostatique de la boue, qui augmente avec la profondeur.

B – C : Le train DST est au fond du puits. Cette phase correspond à une période d'attente (installation des équipements de surface). Le point C représente la pression hydrostatique initiale.

C – D : Ancrage du packer. Cette opération entraîne une légère augmentation de pression due à la compression de la boue sous le packer.

D – E – F : Ouverture de la vanne de fond pour le **pré-débit**. La pression mesurée est faible car elle correspond au tampon de fluide dans les tiges. Cette phase est courte (10 à 15 minutes) et permet d'observer le comportement du puits en surface (écoulement, présence de boue, absence de signal, etc.).

F – G : Fermeture du puits pour la **première remontée de pression (build-up initial)**. Le point G correspond à la pression initiale du réservoir, généralement inférieure à la pression hydrostatique.

G – H – I : Ouverture pour le **débit principal (drawdown)**. Cette phase plus longue permet la production continue du puits. Les fluides évoluent généralement de boue → eau → condensat

contaminé → hydrocarbures propres. Les paramètres de surface (pression, débit, température, BSW, etc.) sont enregistrés en continu.

I – J : Fermeture du puits pour la **deuxième remontée de pression (build-up)**. Cette phase peut durer plusieurs heures (souvent toute la nuit) afin d'analyser le comportement du réservoir.

J – K : Circulation inverse pour équilibrer les pressions de part et d'autre du packer et sécuriser le puits.

K – L : Désancrage du packer et démontage progressif des équipements de surface. Le point **L** correspond à la pression hydrostatique finale.

L – M : Remontée du train de test vers la surface.

II.5. Impact des paramètres de forage sur les résultats du DST :

II.5.1. Limites du DST liées aux conditions de forage :

Le Drill Stem Test (DST) constitue une méthode fondamentale pour l'évaluation des propriétés dynamiques d'un réservoir, notamment la pression initiale, la perméabilité et le potentiel de production. Toutefois, dans les conditions réelles d'exploitation, les résultats obtenus ne sont pas toujours représentatifs des propriétés intrinsèques du réservoir [23].

Cette limitation est principalement liée aux conditions de forage précédant la réalisation du test. En effet, les opérations de forage modifient l'état initial de la formation, en particulier dans la zone proche du puits (near wellbore region), ce qui influence directement la réponse du réservoir lors du DST [23].

Les interactions entre le fluide de forage et la formation, les contraintes mécaniques appliquées, ainsi que les conditions hydrauliques du puits contribuent à altérer les propriétés pétro-physiques mesurées. Ainsi, les données enregistrées lors du DST intègrent à la fois la réponse du réservoir et les effets induits par le forage [14].

Les opérations de forage modifient les propriétés de la formation dans la zone proche du puits.

Par conséquent, l'interprétation des résultats du DST nécessite une analyse rigoureuse afin de distinguer les caractéristiques réelles du réservoir des perturbations introduites par les opérations de forage. [14]

a. Influence de la zone perturbée (near wellbore) :

La zone proche du puits constitue la région la plus affectée par les opérations de forage et représente la première zone sollicitée lors du DST. Cette zone subit un endommagement significatif dû principalement à l'invasion du filtrat de boue et au dépôt de particules solides dans les pores de la formation [11].

Ce phénomène conduit à la formation d'une zone de perméabilité réduite autour du puits, qui agit comme une barrière hydraulique limitant l'écoulement des fluides entre le réservoir et le puits. Par conséquent, la réponse du réservoir observée pendant le DST est fortement influencée par cette zone perturbée [11].

Les effets directs sur les données du DST sont les suivants :

- Retard de stabilisation de la pression lors des phases de production (drawdown) et de fermeture (build-up),
- Prolongation de l'effet de stockage du puits (wellbore storage effect),
- Difficulté à atteindre le régime d'écoulement radial lors de l'analyse des tests de pression (PTA : Pressure Transient Analysis) [11].

Ces perturbations modifient la forme des courbes de pression, ce qui complique l'interprétation des données. En particulier :

- La perméabilité est généralement sous-estimée,
- Le facteur de skin est surestimé,
- Les propriétés du réservoir sont mal interprétées.

Les conditions de test influencent la représentativité des données mesurées du réservoir. [27]

b. Fiabilité des mesures du DST :

La fiabilité des mesures obtenues lors d'un DST dépend fortement des conditions hydrauliques et mécaniques du puits. Les données principales du test, notamment la pression et le débit, peuvent être affectées par plusieurs phénomènes perturbateurs [14].

Au début du test, la réponse du système est dominée par les effets liés au puits, notamment l'effet de stockage et les phénomènes transitoires. Ces effets masquent temporairement la réponse réelle du réservoir, rendant difficile l'identification des régimes d'écoulement [13].

Les perturbations hydrauliques, telles que les variations de débit ou les pertes de charge dans la colonne de forage, introduisent des fluctuations dans les mesures de pression. De plus, la présence de fluide de forage dans le puits peut modifier les propriétés des fluides produits [13].

Les conséquences sur les données sont :

- Instabilité des courbes de pression,
- Dispersion des mesures de débit,
- Difficulté d'identification des régimes d'écoulement.

Ces limitations peuvent entraîner des erreurs significatives dans l'analyse du DST, notamment dans la détermination de la pression de réservoir, de la perméabilité et du facteur de skin.

Les mesures de pression peuvent être affectées par les phénomènes transitoires et les conditions du puits. [14]

c. Sources d'erreurs (opérationnelles et liées au forage) :

Les erreurs associées aux tests DST peuvent être classées en deux catégories principales.

1. Erreurs opérationnelles :

Les erreurs opérationnelles sont liées à la mise en œuvre du test et au fonctionnement des équipements. Elles incluent :

- Mauvaise préparation du puits,
- Ancrage inadéquat du packer,
- Défauts d'étanchéité,
- Mauvaise gestion des séquences de test.

Ces erreurs perturbent les conditions d'écoulement et affectent directement les mesures.

Les erreurs opérationnelles peuvent compromettre la validité du test. [16]

2. Erreurs liées aux conditions de forage :

Ces erreurs résultent de l'interaction entre le fluide de forage et la formation :

- Invasion du filtrat,
- Colmatage des pores,
- Modification du régime d'écoulement,
- Réduction de la perméabilité.

Elles entraînent :

- Perméabilité sous-estimée,
- Skin artificiellement élevé,
- Productivité réduite.

Le colmatage des pores et l'invasion du filtrat réduisent la perméabilité effective de la formation. [18]

II.5.2. Notion de dommage de formation et impact sur le DST :

Le dommage de formation correspond à la dégradation des propriétés de la formation dans la zone proche du puits. Il constitue l'un des facteurs les plus critiques influençant les résultats du DST.

a. Mécanismes d'endommagement de la formation :

L'endommagement de la formation (formation damage) correspond à la dégradation des propriétés pétro-physiques du réservoir, principalement dans la zone proche du puits, suite aux

opérations de forage et de complétion. Ce phénomène est particulièrement critique dans le cadre du DST, car cette zone constitue la première zone investiguée lors du test.

Les mécanismes principaux de formation damage incluent :

- L'invasion du filtrat de boue dans la formation,
- Le dépôt de particules solides (cake + colmatage interne),
- Le gonflement des argiles en présence de fluides incompatibles,
- Les interactions physico-chimiques entre le fluide de forage et la matrice rocheuse.

Ces phénomènes modifient la structure poreuse de la formation et réduisent la connectivité entre les pores, ce qui perturbe l'écoulement des fluides [18].

L'invasion du filtrat de boue modifie les propriétés de la formation proche du puits. [8]

b. Influence sur la perméabilité :

L'un des effets les plus directs du formation damage est la réduction de la perméabilité effective dans la zone proche du puits. Cette zone agit comme une barrière hydraulique entre le réservoir et le puits [18].

Dans le contexte du DST, la perméabilité est généralement déterminée à partir de l'analyse des données de pression transitoire (PTA). Cependant, si la zone proche du puits est endommagée, la réponse en pression ne reflète plus la perméabilité réelle du réservoir, mais plutôt une perméabilité apparente plus faible [35].

Les conséquences sont :

- Diminution du flux entrant dans le puits,
- Allongement du temps nécessaire pour atteindre le régime radial,
- Sous-estimation de la perméabilité lors de l'interprétation.

Le formation damage réduit la perméabilité apparente mesurée. [18]

c. Influence sur le facteur de skin :

Le facteur de skin (s) est un paramètre clé dans l'interprétation des tests DST. Il représente les effets additionnels de perte de charge dans la zone proche du puits par rapport à un écoulement idéal.

En présence de formation damage, le skin devient positif, indiquant une résistance supplémentaire à l'écoulement des fluides vers le puits.

Du point de vue de l'analyse DST :

- Une augmentation du skin entraîne une chute de pression plus importante,
- Les courbes de pression présentent un décalage vers le bas,
- Le comportement du puits peut être interprété à tort comme celui d'un réservoir de faible qualité.

Un skin positif traduit une résistance supplémentaire à l'écoulement. [11]

Ainsi, une mauvaise prise en compte du formation damage peut conduire à une surestimation du skin et à une interprétation erronée du potentiel du réservoir.

d. Impact sur la productivité :

L'endommagement de la formation a un impact direct sur la productivité du puits, qui est généralement exprimée par l'indice de productivité (J) [12].

La relation entre le débit et la pression peut être écrite sous la forme :

$$Q = J(P_r - P_{wf}) \dots [II.4]$$

où :

- Q : est le débit,
- J : l'indice de productivité,
- P_r : la pression de réservoir,
- P_{wf} : la pression de fond.

En présence de formation damage :

- La perméabilité diminue,
- Le skin augmente,
- La perte de charge augmente.

Ces effets conduisent à une diminution de l'indice de productivité, ce qui peut donner une image pessimiste du potentiel du puits.

Les interactions fluide–formation influencent directement la productivité du puits. [12]

II.5.3. Impact des paramètres mécaniques sur les résultats du DST :

Les paramètres mécaniques influencent directement les conditions physiques du puits et la qualité des données enregistrées.

Les vibrations du train de forage, notamment les phénomènes de stick-slip, introduisent des fluctuations dans les mesures de pression. Les frottements entre les tiges et les parois du puits génèrent des pertes de charge supplémentaires [8].

Par ailleurs, les contraintes mécaniques peuvent entraîner un compactage de la formation ou favoriser l'endommagement de la zone proche du puits.

Ces effets se traduisent par :

- Instabilité des données de pression,
- Bruit dans les mesures,
- Erreurs dans l'analyse PTA.

Les conditions mécaniques influencent la stabilité du puits et la qualité des mesures. [8]

a. Rôle des paramètres mécaniques dans la perturbation du puits :

Les paramètres mécaniques de forage influencent directement les conditions physiques au fond du puits ainsi que l'état de la formation autour du puits. Ces paramètres contrôlent les contraintes appliquées à la roche et les interactions entre le train de forage et la formation.

Parmi les paramètres mécaniques les plus influents, on peut citer :

- Le poids sur l'outil (WOB),

- La vitesse de rotation (RPM),
- Le type de trépan,
- La configuration du train de forage.

Une mauvaise maîtrise de ces paramètres peut entraîner une dégradation de la zone proche du puits, notamment par compactage de la formation ou par génération de micro-fractures.

Les conditions mécaniques influencent la stabilité du puits et la qualité des mesures. [8]

Ces perturbations influencent directement les conditions d'écoulement observées lors du DST.

b. Effet des paramètres mécaniques sur la pression mesurée :

Les paramètres mécaniques influencent les mesures de pression à travers plusieurs mécanismes [23].

1. Frottement dans la colonne de forage :

Les interactions entre les tiges et les parois du puits génèrent des pertes de charge supplémentaires, ce qui modifie la pression mesurée au fond du puits [27].

Impact DST :

- Pression mesurée différente de la pression réelle,
- Erreur dans l'estimation de la pression de réservoir (P).

2. Vibrations (stick-slip, whirl) :

Les vibrations du train de forage, en particulier le phénomène de stick-slip, introduisent des fluctuations dans les mesures de pression.

Impact DST :

- Bruit dans les données de pression,
- Difficulté à interpréter les phases de drawdown et build-up,
- Mauvaise identification des régimes d'écoulement en PTA.

Les vibrations mécaniques perturbent la stabilité des mesures de pression. [27]

c. Effet des paramètres mécaniques sur la perméabilité et le skin :

Les contraintes mécaniques appliquées à la formation peuvent modifier ses propriétés pétro-physiques [13].

Compactage de la formation :

Un WOB élevé peut provoquer une compaction de la formation autour du puits, réduisant ainsi la taille des pores.

Impact DST :

- Diminution de la perméabilité effective (k),
- Réduction du débit observé.

Génération de formation damage :

Les interactions mécaniques favorisent également l'invasion du filtrat et le colmatage des pores [13].

Impact DST :

- Augmentation du facteur de skin (s),
- Résistance supplémentaire à l'écoulement.

Les contraintes mécaniques peuvent accentuer l'endommagement de la formation et augmenter le skin. [13]

d. Influence des paramètres mécaniques sur la qualité des données DST

Les effets combinés des paramètres mécaniques se traduisent par une dégradation globale de la qualité des données enregistrées lors du DST.

1. Sur les courbes de pression :

- Oscillations,
- Bruit,
- Déformation des courbes.

2. Sur l'analyse PTA :

- Difficulté à identifier les régimes d'écoulement (linéaire, radial),
- Erreurs dans l'estimation de la perméabilité.

3. Sur les paramètres calculés :

- Pression de réservoir mal estimée,
- Skin surestimé,
- Productivité sous-estimée.

Les perturbations mécaniques peuvent introduire des erreurs significatives dans l'interprétation des tests de pression [23].

II.5.4. Impact des paramètres hydrauliques sur les résultats du DST :

Les paramètres hydrauliques jouent un rôle fondamental dans la dynamique de pression et d'écoulement du système puits-réservoir.

Le volume du fluide dans le puits influence l'effet de stockage, retardant la réponse du réservoir. Les variations de débit introduisent des fluctuations dans les mesures de pression [9].

Un ECD (Equivalent Circulating Density) élevé augmente la pression exercée sur la formation, favorisant l'invasion du filtrat et l'endommagement. Les phénomènes transitoires, tels que le water hammer, génèrent des oscillations de pression [9].

Ces effets influencent directement :

- La stabilité des mesures,
- La forme des courbes de pression,
- La précision de l'analyse.

Les paramètres hydrauliques contrôlent la dynamique de pression dans le puits. [27]

II.5.5. Impact des propriétés rhéologiques du fluide de forage :

Les propriétés rhéologiques du fluide de forage influencent les pertes de charge et l'écoulement dans le puits.

Une viscosité élevée augmente l'ECD et favorise l'invasion du filtrat. Le comportement non newtonien du fluide peut engendrer des instabilités dans les mesures [10].

Ces effets entraînent :

- Des fluctuations de pression,
- Une instabilité des données,
- Une dégradation de la qualité des mesures.

La rhéologie du fluide influence directement l'écoulement et les pertes de charge. [10]

II.5.6. Impact global des paramètres de forage sur les données du DST :

L'ensemble des paramètres de forage agit de manière simultanée sur le système puits–réservoir. Les effets combinés influencent directement les principaux paramètres interprétés du DST :

- Pression de réservoir,
- Perméabilité,
- Facteur de skin,
- Indice de productivité.

En pratique :

- La perméabilité est sous-estimée,
- Le skin est surestimé,
- La productivité est réduite,
- Les résultats du DST peuvent refléter l'état perturbé du puits plutôt que les propriétés réelles du réservoir. [10]

CONCLUSION :

Le DST est une opération très importante dans l'industrie pétrolière, car il permet d'obtenir des informations essentielles sur le réservoir, comme la pression, la perméabilité, le skin et la capacité de production du puits. La qualité des résultats dépend de plusieurs facteurs, notamment les équipements utilisés, le déroulement des opérations et les conditions du puits avant le test [14].

Les paramètres de forage ont également une grande influence sur les résultats du DST. Les propriétés de la boue, les conditions hydrauliques et les contraintes mécaniques peuvent perturber la zone proche du puits et provoquer un dommage de formation. Cela peut réduire la perméabilité, augmenter le skin et modifier les mesures de pression enregistrées pendant le test [18].

Ainsi, pour obtenir une bonne interprétation des données DST, il est nécessaire de prendre en compte l'effet des paramètres de forage afin d'avoir une évaluation plus fiable des caractéristiques réelles du réservoir et du potentiel du puits [23].

CHAPITRE III :

OPTIMISATION

OPERATIONNELLE DE DST

Introduction :

Le Drill Stem Test (DST) constitue un outil essentiel pour l'évaluation des performances d'un réservoir pétrolier. Il permet d'obtenir des informations importantes sur la pression du réservoir, la productivité des formations et le comportement des fluides. Toutefois, la qualité des résultats obtenus dépend de plusieurs facteurs liés aux caractéristiques du réservoir ainsi qu'aux conditions de forage et de réalisation du test [3].

Dans ce contexte, ce chapitre est consacré à l'optimisation opérationnelle des essais DST à travers une étude comparative de trois puits (P1, P2 et P3) forés dans le même réservoir. L'objectif est d'identifier les paramètres ayant le plus d'influence sur les performances observées et de mettre en évidence les pratiques permettant d'améliorer la qualité des résultats obtenus.

Pour cela, une analyse des conditions de forage, des résultats des essais DST et des caractéristiques du réservoir sera réalisée afin de proposer des recommandations techniques visant à optimiser les futures opérations de test et l'évaluation du réservoir.

CONCLUSION

L'optimisation des essais DST joue un rôle fondamental dans l'évaluation des réservoirs pétroliers, car elle conditionne directement la qualité des informations obtenues ainsi que la compréhension du comportement du réservoir. La fiabilité de ces essais est étroitement liée au degré de maîtrise des paramètres opérationnels, en particulier les paramètres mécaniques, hydrauliques et rhéologiques, qui influencent la réponse de la formation durant l'essai. [4].

Notre travail, fondé sur l'analyse comparative des résultats de trois puits appartenant au même réservoir, a permis de mettre en évidence des différences notables dans les performances des essais DST. Un des puits a montré de très bons résultats caractérisés par une production stable et une exécution satisfaisante de l'essai, tandis qu'un autre a présenté des résultats intermédiaires avec certaines variations traduisant un contrôle partiel des conditions opérationnelles. Le troisième puits, quant à lui, a affiché des résultats faibles, ce qui suggère des conditions d'exécution moins favorables ou une maîtrise insuffisante de certains paramètres pendant le test [18].

Ces écarts observés entre les trois puits indiquent que les différences de performance ne proviennent pas de la nature du réservoir, mais plutôt de la qualité de mise en œuvre des essais et du niveau de contrôle des paramètres opérationnels, malgré le fait que les puits se situent dans un même contexte géologique [34].

En définitive, cette étude confirme que la réussite des essais DST dépend essentiellement de la rigueur d'exécution sur le terrain et de la bonne gestion des paramètres opérationnels, ce qui influence directement la qualité de l'évaluation du réservoir et la pertinence des décisions d'exploitation [4].

CONCLUSION GENERALE

Cette étude a porté sur l'analyse comparative des essais DST réalisés sur les puits P#1, P#2 et P#3, en intégrant les paramètres de forage, les données pétro-physiques ainsi que l'interprétation des pressions selon la méthode de Horner. Cette approche a permis de caractériser le comportement dynamique du réservoir et d'évaluer, de manière quantitative, les écarts de performance entre les différents puits.

Les résultats obtenus mettent en évidence des conditions de forage contrastées, susceptibles d'influencer directement l'intégrité du puits et le degré d'endommagement de la formation. Parallèlement, les paramètres pétro-physiques révèlent une forte hétérogénéité du réservoir, notamment en termes de perméabilité et de facteur de skin, ce qui se traduit par des variations significatives de la productivité et des débits de production, malgré des conditions de pression et de température globalement comparables.

L'analyse conjointe de ces éléments montre clairement que la performance des puits dépend fortement de l'interaction entre les conditions de forage et les propriétés de la formation. En particulier, des paramètres de forage mal maîtrisés peuvent favoriser l'apparition de dommages de formation, entraînant une augmentation du skin et une diminution notable de la productivité. À l'inverse, des conditions opérationnelles optimisées contribuent à préserver les propriétés du réservoir et à améliorer la réponse dynamique des essais DST.

En définitive, cette étude confirme que les écarts de performance observés ne sont pas uniquement liés aux caractéristiques intrinsèques du réservoir, mais résultent également des conditions d'exécution des opérations de forage et de complétion. Ainsi, l'optimisation des paramètres opérationnels apparaît comme un levier essentiel pour réduire le skin, améliorer la perméabilité effective et garantir une évaluation fiable et représentative du réservoir.

RECOMMANDATION :

1. Actions préventives (Avant forage et complétion) :

a. Puits P#1 :

• Les actions préventives mises en œuvre avant forage et complétion ont contribué aux bonnes performances du puits :

- Optimisation du fluide de forage afin de limiter l'invasion de filtrat dans la formation.
- Contrôle rigoureux de la pression de fond (BHP) pour éviter le suréquilibre (overbalance).
- Ajustement optimal des paramètres WOB et RPM pour préserver l'intégrité de la formation.
- Conception adéquate de la complétion assurant une bonne communication réservoir-puits.

b. Puits P#2 :

Les conditions préventives appliquées sont jugées partiellement efficaces, mais restent perfectibles.

Optimisation partielle des propriétés du fluide de forage, avec un risque de colmatage des pores.

Temps d'exposition de la formation relativement élevé lié à un ROP modéré.

Paramètres WOB et RPM ajustés de manière non optimale, pouvant induire un léger endommagement mécanique.

Conception de complétion standard, nécessitant une meilleure adaptation au réservoir.

c. Puits P#3 :

• Les insuffisances dans les actions préventives ont favorisé un endommagement important :

- Contrôle insuffisant de la pression de forage entraînant un overbalance excessif.

- Fluide de forage peu adapté, favorisant l'invasion dans la formation.

- Paramètres WOB et RPM non optimisés, générant des contraintes mécaniques sur la roche réservoir.

- Conception de complétion non optimisée, augmentant le risque de formation damage.

2. Optimisation après analyse des résultats (Post-analysis) :**a. Puits P#1 :**

Le puits présente de très bonnes performances, nécessitant uniquement des actions de maintien :

- Maintien du régime de production actuel avec surveillance continue du skin.

- Préservation des conditions de pression afin d'éviter toute dégradation future.

- Mise en place d'un suivi de production pour détecter tout changement précoce de comportement.

b. Puits P#2 :

Le puits présente un comportement intermédiaire nécessitant des améliorations ciblées :

- Application de stimulations légères (acidification) pour améliorer la perméabilité effective.

- Optimisation du régime de production afin de stabiliser la pression réservoir.

- Suivi régulier de l'évolution du formation damage (skin).

- Réévaluation de l'efficacité de la complétion.

c. Puits P#3 :

Le puits présente une forte dégradation nécessitant une intervention corrective lourde :

- Mise en œuvre de traitements intensifs (acidification profonde ou fracturation hydraulique).
- Analyse détaillée des causes de damage liées aux phases de forage et complétion.
- Optimisation des conditions de production pour réduire les pertes de charge.
- Possibilité de réhabilitation complète du puits.

Solutions innovantes pour l'optimisation avancée des puits :

a. Transformation digitale et modélisation intelligente du réservoir :

L'évolution des technologies numériques a permis l'introduction de nouvelles méthodes destinées à améliorer la gestion et l'optimisation des réservoirs pétroliers. Cette approche repose principalement sur l'utilisation de systèmes de digitalisation avancés, de modèles intelligents basés sur l'intelligence artificielle ainsi que du concept de jumeau numérique (Digital Twin). Ces outils permettent de collecter en continu des données opérationnelles telles que la pression, la température, les débits de production et les paramètres de forage grâce à des capteurs installés en temps réel [24].

Les données acquises sont ensuite intégrées dans des modèles dynamiques capables de reproduire le comportement du réservoir et du puits dans différentes conditions d'exploitation. Les techniques de Machine Learning facilitent l'analyse rapide de grands volumes de données afin d'identifier les anomalies opérationnelles, de prévoir l'évolution des performances des puits et d'améliorer la qualité des décisions techniques [24].

L'intégration des systèmes d'alerte précoce constitue également un élément important de cette transformation numérique. Ces systèmes permettent de détecter les premiers signes de formation damage, de colmatage ou de baisse anormale de productivité avant que les dommages

ne deviennent critiques. Cette approche contribue ainsi à limiter les pertes de performance et à optimiser les interventions correctives [18].

Impact :

Cette transformation technologique favorise le passage d'une gestion opérationnelle réactive vers une approche prédictive et intelligente. Elle permet d'améliorer la fiabilité des analyses, de réduire les incertitudes liées au comportement du réservoir et d'optimiser la prise de décision dans les opérations de forage, de complétion et de production [13].

b. Optimisation opérationnelle avancée du puits et du réservoir :

L'optimisation moderne des puits repose également sur l'intégration de techniques avancées de stimulation, de forage et de complétion visant à améliorer durablement la productivité du réservoir. Les opérations de stimulation incluent notamment l'acidification ciblée, la fracturation hydraulique optimisée ainsi que l'utilisation de nanotechnologies capables d'améliorer les propriétés d'écoulement dans la zone proche du puits [18].

Parallèlement, les nouvelles méthodes de forage telles que le Drilling 4.0 et le Managed Pressure Drilling (MPD) permettent un meilleur contrôle des conditions de pression et une réduction des risques de dommages de formation. Ces techniques contribuent à améliorer la stabilité du puits, à limiter l'invasion du fluide de forage et à préserver les propriétés pétro-physiques du réservoir [29].

Les systèmes de complétion intelligente représentent également une avancée importante dans l'optimisation des puits. Les dispositifs de contrôle zonal et Intelligent Completion Valves (ICV) permettent de gérer séparément la production de différentes zones du réservoir afin d'optimiser les débits et de limiter les productions indésirables d'eau ou de gaz [7].

L'intégration multidisciplinaire des données géologiques, pétro-physiques, de forage et de production constitue un élément essentiel de cette approche globale. Cette coordination entre les différentes disciplines permet une meilleure compréhension du comportement du système réservoir–puits et facilite l'élaboration de stratégies d'exploitation plus efficaces [4].

Impact :

L'application de ces technologies avancées contribue à améliorer la perméabilité effective autour du puits, à réduire le facteur de skin ainsi que les phénomènes de formation damage, tout en assurant une optimisation continue des performances de production et une meilleure récupération des hydrocarbures.

REFERENCES

❖ RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [1] Aadnøy, B. S., Cooper, I., Miska, S., Mitchell, R. F., & Payne, M. L. (2009). Advanced Drilling and Well Technology. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [2] AAPG Wiki. Drill Stem Testing.
- [3] Ahmed, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook.
- [4] Ahmed, T. (2019). Reservoir Engineering Handbook (5th Edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- [5] API Recommended Practice 13B-1. Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. American Petroleum Institute (API).
- [6] Baker Hughes. (2020). Training Document.
- [7] Baker Hughes. Integrated Reservoir Monitoring and Intelligent Completion Technologies. Baker Hughes Technical Publications, USA.
- [8] Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1986). Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [9] Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2011). Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (6th ed.). Gulf Professional Publishing.
- [10] Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (1988). Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Publishing Company.
- [11] Economides, M. J. (2000). Reservoir Stimulation.
- [12] Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (2013). Petroleum Production Systems. Pearson Education.
- [13] Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). Reservoir Stimulation (3rd Edition). John Wiley & Sons.
- [14] Earlougher, R. C. (1977). Advances in Well Test Analysis (2nd Edition). Society of Petroleum Engineers.
- [15] Halliburton. (2018). Well Testing Interpretation Guide.
- [16] Halliburton. Testing and Subsea Completion Tools.
- [17] Halliburton. (2021). Technical Manual.
- [18] Halliburton. Formation Damage, Well Completion and Reservoir Stimulation Manual. Halliburton Energy Services, Houston, USA.

- [19] Halliburton. Smart Completion Systems and Advanced Reservoir Monitoring Technologies. Halliburton Completion Technologies, USA.
- [20] IADC Guidelines. (2021). Well Control and Safety.
- [21] ISO 10414-2. (2019).
- [22] Lake, L. W., Johns, R. T., Rossen, W. R., & Pope, G. A. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.
- [23] Lee, J. (1982). Well Testing.
- [24] Lyons, W. C., & Plisga, G. J. (2011). Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd Edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- [25] Macgregor, D. S., Moody, R. T. J., & Clark-Lowes, D. D. (1998). Petroleum Geology of North Africa. Geological Society Special Publication, London.
- [26] Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). Fundamentals of Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- [27] Schlumberger. (2015). Drill Stem Testing Manual.
- [28] Schlumberger. Oilfield Glossary: Drill Stem Test, Pressure Transient Analysis and Reservoir Evaluation.
- [29] Schlumberger. Digital Transformation, Smart Drilling and Intelligent Reservoir Management.
- [30] Schlumberger Oilfield Glossary. (2020). Drill Stem Test.
- [31] ScienceDirect. Drill Stem Test – Overview.
- [32] Selley, R. C. (2015). Elements of Petroleum Geology (3rd Edition). Academic Press, Elsevier, London.
- [33] SLB Oilfield Glossary.
- [34] SONATRACH. Rapports techniques internes du bassin d'Illizi et du champ d'Amassak. Direction Exploration & Production, Algérie.
- [35] Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (4th Edition). Gulf Professional Publishing, Elsevier.
- [36] Auteurs, à partir du Rapports des tests pour les 3 puits
- [37] Auteurs, à partir du Rapports Fin de Sondage pour les 3 puits
- [38] Rapport de test N°1, ENSP, Nov 2025
- [39] Rapport de test de puits, EXPRO, Juin 2025
- [40] Rapport de test de puits, Schlumberger, Nov 2023
- [41] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Juillet 2025

- [42] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Mars 2026
- [43] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Nov 2023
- [44] Auteurs, à partir Daily Drilling Report pour les 3 puits
- [45] Auteurs, à partir du Rapports des tests pour les 3 puits
- [46] Auteurs, à partir du Rapports Fin de Sondage pour les 3 puits
- [47] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Juillet 2025
- [48] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Mars 2026
- [49] Rapport Fin de Sondage, Sonatrach Division Production TFT, Nov 2023