

République algérienne démocratique et populaire

Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche scientifique

Université Kasdi Merbah Ouargla

faculte des hydrocarbures, energies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département des sciences de la terre et de l'univers

Filière : Géologie

Spécialité : géologie pétrolier



Mémoire De Fin D'études Master 2

THEME :

TRAITEMENT DU PROBLEME DE LA
FAIBLE PRODUCTION LORS DE DRILL
STEM TEST DANS LA REGION DE WADI
SABSAB

Réalisé par :

Benhammia moahamed \ Ben sadia Yousef \ Benlamoudi riad

Devant le jury :

LAKHDER HAROUHI	président	MAA(UKMO)
SAHRAOUI SALAH	examinateur	MAA(UKMO)
BENSIR FATEH	superviseur	MCB(UKMO)

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciements

J'adresse mes plus sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce travail et qui m'ont soutenue tout au long de mon parcours universitaire.

Je remercie tout particulièrement mes professeurs, qui ont généreusement partagé leurs connaissances et leurs précieux conseils, et qui ont toujours été une source d'inspiration et de soutien.

J'exprime également ma profonde gratitude à mes chers parents, qui m'ont donné force et patience, ainsi qu'à mes frères et sœurs et à mes amis, qui ont été un soutien indéfectible à chaque étape.

Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à toutes les personnes qui m'ont aidée, ne serait-ce que par un mot ou un conseil, car leur contribution a été essentielle à la réalisation de cette thèse.

Ce travail est le fruit d'un effort collectif, et j'espère qu'il répondra aux attentes de chacun et ouvrira de nouvelles perspectives pour ma carrière universitaire et professionnelle.

Dédicace

À la lumière du savoir et du don... Mon cher Professeur,
mon Père

Au terme de ce voyage académique, et en hommage à
un parcours de recherche et d'efforts soutenus, les mots
semblent bien insuffisants pour exprimer la gratitude et
la reconnaissance qui sont à la hauteur de votre
éminente valeur.

J'offre le fruit de cet humble labeur à celui qui ne m'a
jamais refusé la générosité de son savoir abondant, ni
la justesse de ses conseils avisés, ni la préciosité de ses
orientations qui furent telle une boussole illuminant
pour moi les ténèbres des difficultés et aplanissant
devant moi les obstacles de la recherche scientifique.

À l'homme à la pensée lumineuse et aux mains
généreuses, à celui qui a semé en moi la passion de la
connaissance et la persévérance, et qui fut le meilleur
soutien et guide tout au long de mon parcours de
recherche

À la source de tendresse et au pilier de sécurité, ma
chère Mère ;

Sans tes prières, je ne me serais jamais tenu ici
aujourd'hui.

Je vous dédie ce succès, qui n'aurait pu voir le jour
sans la grâce de Dieu, puis sans votre bénédiction et
votre satisfaction. À toutes les mains généreuses qui se
sont tendues vers moi avec soutien et encouragement,

À tous ceux qui ont cru en mon rêve et ont été pour moi
un appui un jour,

À ceux qui furent une épaule sur laquelle m'appuyer, et
des artisans de joie dans les jours de fatigue...

À mes amis,

À mes compagnons de route, à ceux qui ont partagé
avec moi les pressions des études et les moments de
bonheur...

Mes chers amis, merci pour votre présence qui a rendu
le chemin du savoir plus facile et plus beau.

Sur le plan académique, je tiens à adresser mes sincères
remerciements à Mon encadrent de recherche,
Monsieur le Docteur Bensir Fateh, pour ses
orientations scientifiques rigoureuses, ses conseils
avisés, et son soutien précieux tout au long de
l'élaboration de ce travail

MOHAMED BENHAMMIA.

Dédicace

À celles et ceux qui ont éclairé mon chemin, qui m'ont apporté le soutien nécessaire pour surmonter les épreuves...

À mes chers parents, qui n'ont jamais ménagé leur amour, leurs prières et leurs sacrifices, et qui ont toujours été une source de force et d'inspiration.

À mes frères et amis, qui m'ont accompagné à chaque étape, m'offrant encouragement et soutien, et me donnant la confiance nécessaire pour poursuivre mon chemin.

Je dédie ce modeste ouvrage à tous ceux qui m'ont appris que le savoir est une mission, que la persévérance est la voie du succès et que l'échec n'est pas une fin en soi, mais un nouveau départ.

À mes professeurs, qui m'ont transmis l'amour du savoir et m'ont ouvert les portes de la pensée et de la créativité.

À tous ceux qui ont cru en mes capacités et m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles, je dis : cette réussite est autant le fruit de vos efforts que des miens.

Youssef Ben Saadia

Dédicace

*À celles et ceux qui ont le plus influencé mon parcours
académique et professionnel...*

*À mes chers parents, qui m'ont comblé d'amour et
d'attention, et qui ont toujours été une source de force
et d'inspiration, je dédie le fruit de ce modeste travail
en témoignage de ma gratitude pour leur bienveillance
et de ma reconnaissance pour leurs sacrifices.*

*À mes frères et amis, qui n'ont jamais hésité à
m'encourager et à me soutenir, et qui ont été un pilier à
chaque étape de ma vie.*

*Je dédie également ce travail à mes estimés professeurs,
qui m'ont transmis le goût d'apprendre et ont ouvert
devant moi de nouveaux horizons de connaissance et de
pensée, me servant de modèles et de guides tout au long
de mon parcours universitaire.*

*À tous ceux qui ont cru en moi et m'ont soutenu dans
les moments de doute et de fatigue, je dis : cette réussite
est un fruit partagé, un gage de ma loyauté et de ma
gratitude.*

Riad benlamoudi

الملخص:

المذكّرة هي دراسة تطبيقية في مجال الجيولوجيا البترولية، تناولت المذكّرة الموقع العام الجغرافي والجيولوجي، حيث يقع البئر ضمن محيط غرداية. المنطقة تتميز ببنى تركيبية معقدة من صدوع (T1B و T2A) الرملية

الترياسية وطيات، مع تغطية من طبقات ملحية وطفلية تؤمن الحجز الضروري للهيدروكربورات مع معالجة مشكلة ضعف الإنتاجية أثناء اختبار الحفر في البئر (Drill Stem Test – DST) بمنطقة وادي سبب E-OSB-1 وزلفانة. وذلك عبر جمع المعلومات من عدت شركات وتحليلها و ربط النتائج الجيولوجية و الجيوفيزيائية لاكتشاف المكن ومساكن الحفر والبئر الأهداف من انجاز المذكرة تشخيص أسباب ضعف الإنتاجية مع اقتراح حلول عملية لتحسين الإنتاجية وهي دراسة تساعد في الأبحاث المستقبلية للمنطقة

- الكلمات المفتاحية :
- اختبار مؤقت لقياس إنتاج وضغط البئر.
- الإنتاجية :كمية النفط/الغاز التي يعطيها البئر.
- البئر :E-OSB-1 البئر المدروس في المذكرة.
- وادي سبب :منطقة موقع البئر.
- الجيولوجيا البترولية :علم دراسة تكوّن وهجرة النفط والغاز.
- المكن البترولي :صخرة تخزن النفط والغاز.
- النفذية :قدرة الصخرة على تمرير السوائل.
- عامل السكين :مؤشر انسداد المنطقة القريبة من البئر.
- تحفيز المكامن :تقنيات لزيادة الإنتاجية.
- المعالجة الحمضية :حقن حمض لإذابة الانسدادات.
- التكسير الهيدروليكي :إحداث شقوق بالضغط لزيادة التدفق.

Résumé :

Ce mémorandum présente une étude appliquée en géologie pétrolière. Il décrit la situation géographique et géologique générale du puits, situé à proximité de Ghardaïa. La région est caractérisée par des structures complexes, notamment des failles (T1B) et (T2A) et des plis de grès triasiques, surmontés de couches de sel et de schiste assurant la rétention des hydrocarbures. Ce mémorandum aborde le problème de la faible productivité observée lors des essais de production (DST) dans les zones de Wadi Sebseb 1-E-OSB et de Zelfana. Pour ce faire, des données provenant de plusieurs entreprises ont été collectées et analysées, et les résultats géologiques et géophysiques ont été mis en relation afin d'identifier les problèmes liés au réservoir, au forage et au puits.

Objectifs de l'étude : Diagnostiquer les causes de la faible productivité et proposer des solutions pratiques pour l'améliorer. Cette étude contribuera aux recherches futures dans la région.

Mots-clés :

- Essai temporaire de production et de pression du puits.
- Productivité : Quantité de pétrole/gaz produite par le puits. • Puits E-OSB-1 : Puits étudié dans le cadre de cette étude.
- Wadi Sebseb : Zone où se situe le puits.
- Géologie pétrolière : Science qui étudie la formation et la migration du pétrole et du gaz.
- Réservoir pétrolier : Roche qui stocke le pétrole et le gaz.

- Perméabilité : Capacité d'une roche à laisser passer les fluides.
- Facteur de cisaillement : Indicateur de blocage dans la zone proche du puits.
- Stimulation du réservoir : Techniques visant à accroître la productivité.
- Traitement acide : Injection d'acide pour dissoudre les blocages.
- Fracturation hydraulique : Création de fractures par pression afin d'augmenter le débit.

Abstract :

The memorandum is an applied study in the field of petroleum geology. The memorandum dealt with the general geographical and geological location, where the well is located within the vicinity of Ghardaia. The region is characterized by complex structural features of Triassic sandstone faults (T1B) and (T2A) and folds, overlying with salt and shale layers that provide the necessary hydrocarbon retention. This addresses the problem of low productivity during drilling stem tests (DST) in the Wadi Sebseb 1-E-OSB and Zelfana areas. This is achieved by gathering and analyzing data from several companies and linking geological and geophysical results to identify reservoir, drilling, and well problems.

Objectives of this study: To diagnose the causes of low productivity and propose practical solutions to improve it. This study will contribute to future research in the region.

Keywords:

- Temporary test to measure well production and pressure.
- Productivity: The quantity of oil/gas produced by the well.
- Well E-OSB-1: The well studied in this study.
- Wadi Sebseb: The area where the well is located.
- Petroleum geology: The science of studying the formation and migration of oil. Gas.
- Oil reservoir: A rock that stores oil and gas.
- Permeability: The rock's ability to pass fluids.
- Knife factor: An indicator of blockage in the area near the well.
- Reservoir stimulation: Techniques to increase productivity.
- Acid treatment: Injecting acid to dissolve blockages.

Hydraulic fracturing: Creating fractures by pressure to increase flow

SOMMAIRE

Contents

CHAPTER : I	13
--------------------------	-----------

INTRODUCTION AU SITE D'ETUDE.....	13
I .1 Introduction:	14
I.2 Localisation Générale	14
I.3 Localisation du puits E-OSB-1 :	14
I.4 Cadre géologique global :	16
I.5 Cadre géologique local	17
I.6 Objectifs pétroliers	17
CHAPITER :II	19
GENERALITE	19
II.1 Le système pétrolier	20
II.1.1 La roche mère	20
II.1.2 La roche réservoir	20
II.1.3 La roche couverture	20
II.1.4 Le piège	20
II.1.5 Les processus principaux	20
II.1.6 Principaux bassins pétroliers en Algérie :	21
II.1.7 Enchaînement logique du système :	22
II.2 Système de forage :	22
II.2.1 Introduction	22
II.2.2 Le système d'alimentation électrique:	22
II.2.3 Le système de levage :	22
II.2.4 Système de rotation :	23
II.2.5 Système de circulation hydraulique :	23
II.2.6 Système de contrôle de puits :	23
II.2.7 La garniture de forage :	24
II.2.8 Les types de forage :	24
II.2.9 Paramètres de forage :	25
II.2.10 Étapes du forage d'un puits pétrolier :	25
II.3 Generality de drill stem test	27
3.1 Définition et l'objectifs de l'étape 6 (drill stem test) :	27
II.3.3.8 Exécution de l'opération DST :	57
II.3.3.9 Ouverture puits en débit :	66
II.3.3.10 Remontée de pression :	72
II.3.3.11 Circulation inverse :	73
II.3.3.12 Remontée train DST :	76
II.3.3.13 Vérification des ascii files et du diagramme de test:	76
II.3.3.14 Observations finales du test	76
II.4 Problematique	77
CHAPITER :III	78
I)Introduction :	79

II)Drill stem test N :01.....	79
A)DONNEES SUR LE PUIT :	79
B)DONNEES SUR LE TEST :	79
C)Lecture analytique:	81
D)Conclusion	82
E)Hypothèses proposées pour l'inefficience :	82
II)Drill stem test N :02.....	82
A)DONNEES SUR LE PUIT	82
B)DONNEES SUR LE TEST	83
C)OPERATIONS :	83
D)Lecture analytique	89
E)Conclusion	90
Conclusion general :	91
Les references:	92

Liset de figeur:

Figure 1:LOCALISATION DU PUIT E-OSB-1	15
Figure 2:Localisation du puits E-OSB-1	16
Figure 3:carte en isobathes du trias S4	18
Figurell. 4: chima de system petrolier	22
Figure II.5:EXEMPLE D'UN GRAPHE REPRESENTATIF DE L'ENREGISTREMENT DE PRESSION	29
Figurell. 6:la connexion de flow head etSurface safety valve et emergency shut	31
Figure II. 7:Coflexips	33
Figurell. 8 Data/Injection Header et Manifold de duses	34
Figurell. 9:Séparateur conventionnel trois phases	35
Figure II.10: bac(tank)	37
Figure II.11:manifold de gaz	38
Figure II.12:Emplacements des équipements de surface	39
Figure II. 13:train de test	42
Figure II. 14emplacements des équipements DE FOND	45
Figure 15Bottom Hole Assembly (BHA) Tally Sheet	46
Figure II. 16:Exemple tampon (Eau + Azote)	49
Figure 17:Résistance à la traction	55
Figure 18:Résistance à l'écrasement	56
Figure 19:Ancrage du packer mécanique par rotation	63
Figure 20:Schéma représente trois états du souffle.	67
Figure 21:Production par bouchonsFigure 22:Schéma représente trois états du souffle.	67
Figure 23:Production par bouchons	69
Figure 26:courbe de pression et temperature DST 01	81
Figure 27: courbe de pression et temperalteur de DST02	89

Liste de tableau :

Tableau 1:Les processus principaux de system petrolier	20
Tableau 2:Principaux bassins pétroliers en Algérie	21
Tableau 3:leséléments et les fonctions de la boue de forage	24
Tableau 4:Les phases de forage.....	25

Tableau 5:tube piping et leurs figures	31
Tableau 6:exemple de les gradients de pression	70
Tableau 7:donnees du test	79
Tableau 8:PEPARTITION DES TEMPS	80
Tableau 9:pressions caracteristiques	80
Tableau 10:repartition des temps	87
Tableau 11:PRESSIONS DE FOND	87

Introduction générale

Les techniques d'exploration profondes (carottage, logs électriques et diagraphies) ne donnent que des présomptions sur la nature des fluides contenus dans les zones poreuses au fur et à mesure de leur traversée. Or, il est important de savoir avec certitude si les indices révélés proviennent d'horizons contenant de l'huile, du gaz ou de l'eau et d'estimer les débits de ces couches et leur pression statique. Ces renseignements doivent être obtenus en cours de forage et non pas à la suite d'essais de fin de sondage, car la présence ou non d'huile ou de gaz dans un horizon traversé conduit souvent à modifier la suite du programme de forage. On peut définir les DST comme des mises en production provisoires effectuées sans modifier l'équipement des puits et permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches, d'estimer grossièrement leur débit et de mesurer les pressions des réservoirs.

L'exploration des hydrocarbures pour la recherche de nouvelles réserves s'oriente de plus en plus vers l'exploration des ressources non conventionnelles et des structures de plus en plus profondes. Ce qui nécessite le développement de nouvelles techniques et outils adaptés pour pouvoir exploiter ces nouvelles ressources en toute sécurité à savoir les outils de forage, les outils de logging et outils de test fonctionnant dans d'un environnement HP-HT.

Dans ce présent travail nous allons aborder la partie évaluation des réservoirs par DST.

CHAPITER : I Introduction au site d'étude

I.1 Introduction:

La science pétrolière est l'une des sciences appliquées les plus importantes, alliant géologie, ingénierie et chimie. Elle étudie l'origine et la formation des hydrocarbures, leur migration et leur accumulation dans les réservoirs souterrains, ainsi que les méthodes d'exploration, de production et d'exploitation économique. Cette science a acquis une importance considérable en raison du rôle essentiel que jouent le pétrole et le gaz naturel pour satisfaire les besoins énergétiques mondiaux et soutenir le développement industriel et économique.

I.2 Localisation Générale

Dans le cadre des travaux de recherche et d'exploration au niveau du périmètre Ghardaïa II et Zelfana plusieurs programmes sismiques ont été réalisés dans le but de dégager les différents pièges pétrolier.

L'interprétation du cube sismique 3D ATKS couvrant une partie du périmètre Zelfna et Ghardaïa II, acquis en 2012 par ENAGEO au compte de SONATRACH a mis en évidence une structure positive au sud du bloc 422 où sera implanté le puits E-OSB-1, situé à 13.65 Km au Sud-Ouest de la récente découverte Rogbat El M'hor (RMH-1) qui a donné 21.72 m³/h d'huile et 7138 m³/h du gaz dans le Trias T2A, et à 7 Km au Sud Est de la découverte Glib El Djemel-1 (GED-1) GED-1, qui a produit 27.92 m³/h d'huile et 7284 m³/h de gaz dans Le Trias T1B.

Il aura pour objectif l'exploration des grès du Trias T2(A), et T1(B).

La profondeur finale prévue pour le forage E-OSB-1 est de +/-3200 m dans les Grés d'El Atchane de l'Ordovicien.

I.3 Localisation du puits E-OSB-1 :

Le forage Est-Oued Sebseb-1 (E-OSB-1) est situé au Nord du bloc 425a au niveau du périmètre Ghardaïa II (Fig.1), à 7 Km au Sud Est du sondage OSB-1, à 8.70 km au Sud du puits GED-1, et à 13.65 Km au SW du puits RMH-1 (Fig.1 et 2).

Le point d'implantation est situé au croisement de l'Inline 2362 avec Xline 6080 du volume 3D ATKS.

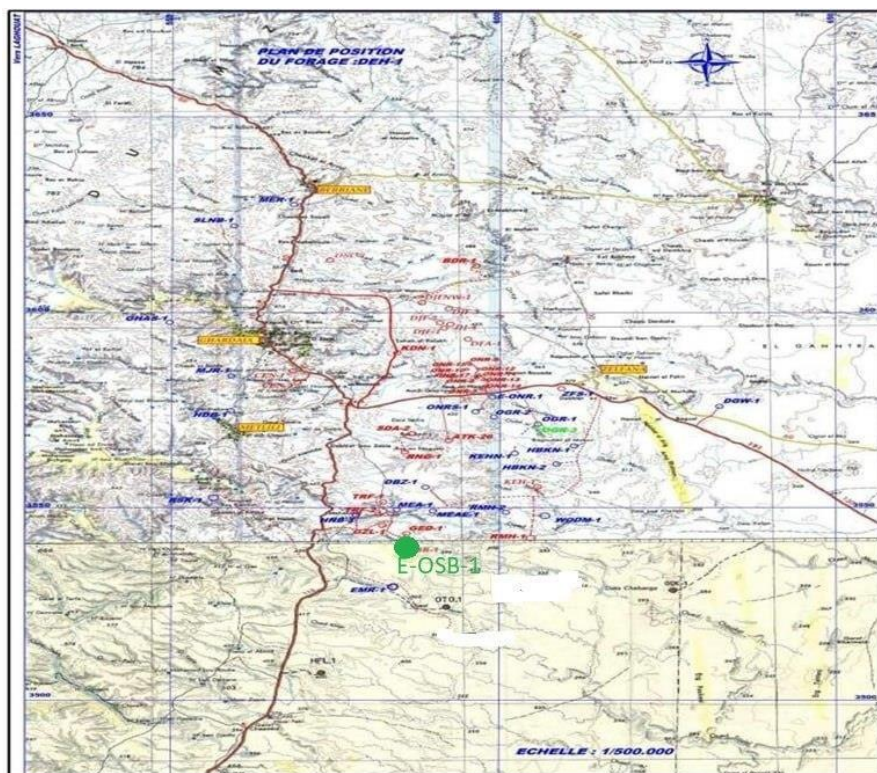
Coordonnées du sondage E-OSB-1 :

UTM (fuseau 31) : X = 591 265.469 m Y = 3 537 689.090 m

Géographiques : X = 03° 57' 57.25748'' E Y= 31° 58' 26.62061'' N

Ellipsoïde de projection : Clarke 1880)

Altitude Zsol (msl) : 395.190 m Zt (msl)= 402,87 m



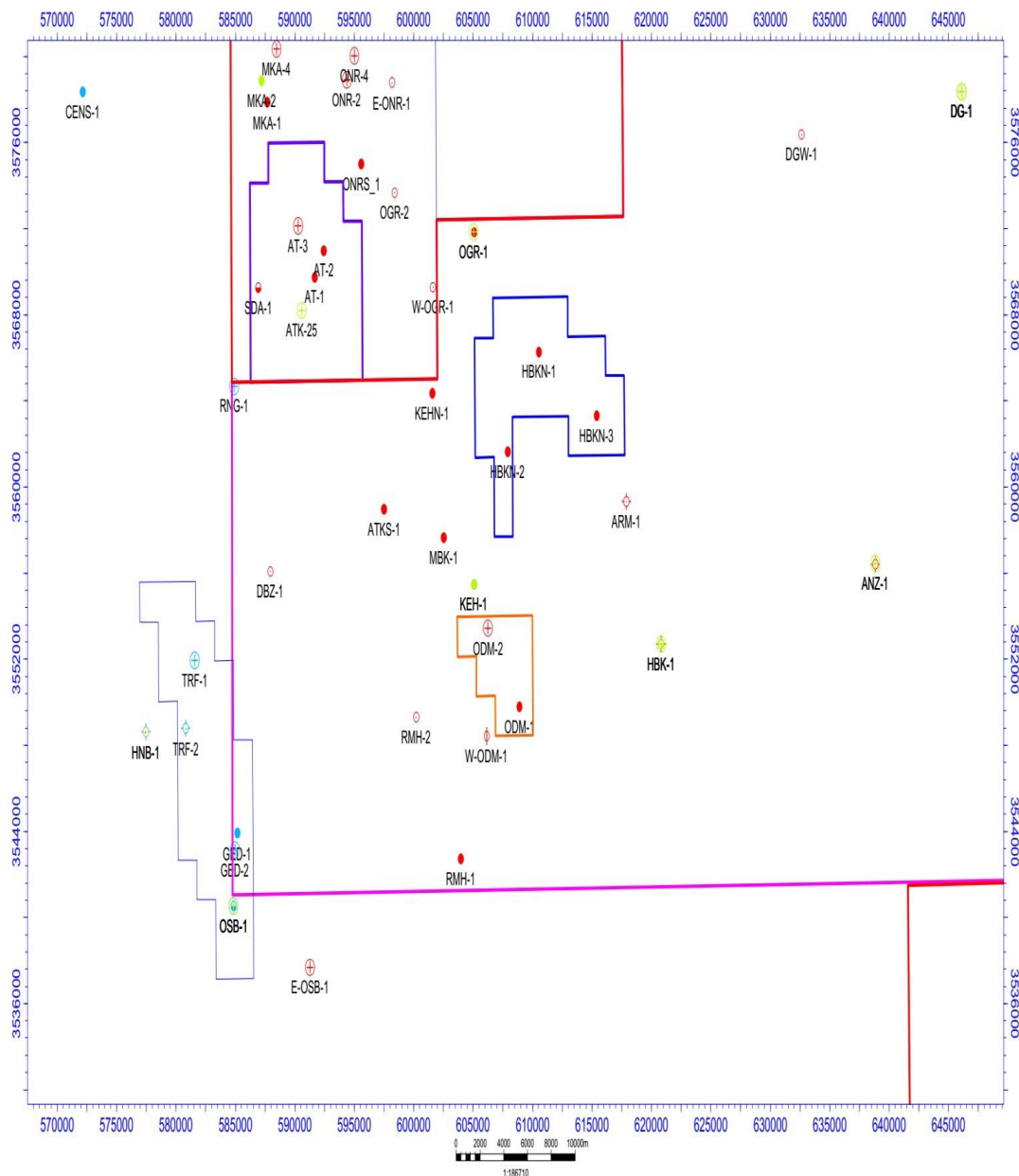


FIGURE 2: LOCALISATION DU PUIT E-OSB-1 I.4

Cadre géologique global :

Le prospect Est_Oued Sebseb-1 (E_OS-1) est situé dans la partie Nord-Ouest du bloc 425a (périmètre de recherche Ghardaïa II) du bassin Oued Mya.

Le périmètre de recherche Ghardaïa II est situé sur le flanc Nord-Ouest du bassin Oued Mya, où il constitue la zone charnière entre le haut de Hassi R'mel à l'Ouest et le bassin d'Oued Mya à l'Est.

Les principaux éléments structuraux dans cette région sont de direction NW-SE à NNW-SSE, et N-S.

La région est caractérisée par des failles inverses et normales qui délimitent des structures anticlinales asymétriques d'amplitudes plus ou moins faibles.

Dans ce périmètre, les dépôts paléozoïques, d'une épaisseur totale supérieure à 600m, sont représentés par les formations d'âge cambrien, ordovicien, silurien radioactif

affectés par l'érosion hercynienne. Sur ces dépôts reposent en discordance angulaire les formations du Mésozoïque (Trias au Crétacé) d'une épaisseur de l'ordre de 3000m à 3100m. Dans la partie Sud de ce périmètre affleure en surface la formation Miopliocène du Cénozoïque (absent dans la partie Nord du périmètre).

I.5 Cadre géologique local

La structure E_OSB-1, située dans le périmètre Ghardaïa II au niveau du bloc 425 a (Bassin Oued Mya) à l'Ouest de la structure RMH-1, a été interprétée en utilisant la sismique 3D ATKS 2012.

La carte en isobathes au toit du Trias S4 (Fig.3) montre que la structure E-OSB-1 est orientée NNW- SSE, limitée dans ses flancs Ouest et Est par des failles de même direction, et présente une fermeture structurale de 25 m, et une superficie de 8 Km².

Le point d'implantation du forage E-OSB-1 se situe sur le croisement Inline 2362 et Xline 6080.

I.6 Objectifs pétroliers

Les principaux réservoirs pétroliers dans la région sont constitués par les grès Triasiques du T2A et T1B, et les grès quartzitiques de la formation "Quartzites de Hamra" de l'Ordovicien comme objectif secondaire ; dont leurs profondeurs varient respectivement entre 3100m à 3500m. Les risques associés aux réservoirs triasiques consistent en leurs variations de faciès dues à leur mode de dépôt (fluvatile de type braided) aussi la présence du ciment salifère ; notamment pour le réservoir T2A, et en ce qui concerne les quartzites de Hamra, la problématique est due à la connectivité des fractures. La couverture de ces réservoirs est assurée par les évaporites du salifère S4 et du Lias pour le Trias, et les argiles d'Azzel pour les Quartzites de Hamra.

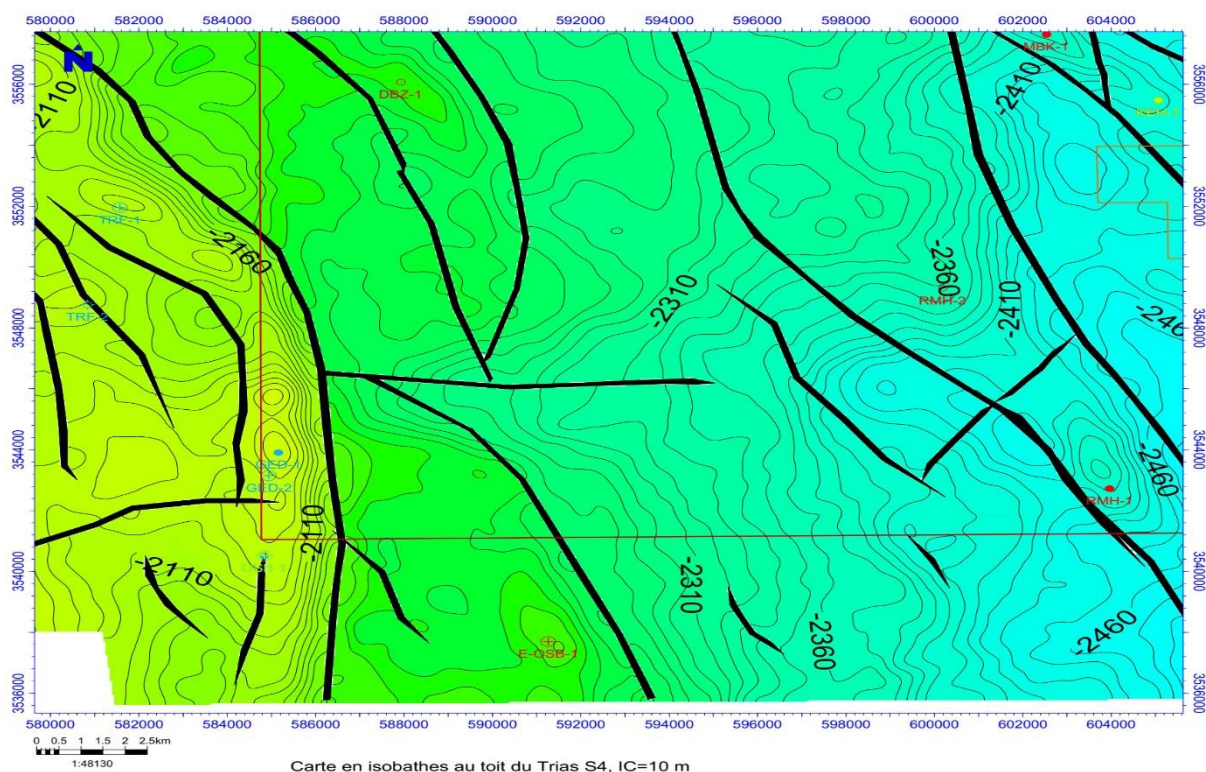


FIGURE 3: CARTE EN ISOBATHES DU TRIAS S4

CHAPITER :II generalite

II.1 Le système pétrolier

Le système pétrolier désigne un ensemble géologique cohérent dont l'interaction des composantes aboutit à la genèse et à la concentration des hydrocarbures dans le sous-sol. Il repose sur deux piliers essentiels : d'une part, des éléments constitutifs fixes — roches et structures géologiques et, d'autre part, des processus dynamiques qui assurent la connexion et le fonctionnement de l'ensemble.

Les éléments fondamentaux

II.1.1 La roche mère

Tout commence par la roche mère. Il s'agit d'une roche sédimentaire à forte teneur en matière organique qui, soumise progressivement à la chaleur et à la pression au cours des temps géologiques, se convertit en pétrole et en gaz naturel. Par exemple (Silurien et Dévonien Silurien (argiles à graptolites))

II.1.2 La roche réservoir

La roche réservoir est une roche à la fois poreuse et perméable, capable d'accueillir les hydrocarbures en cours de migration et de les stocker dans ses interstices. Les grès et les calcaires en sont les exemples les plus représentatifs. Par exemple (Grès cambriens, Grès triasiques, Grès dévoniens et siluriens)

II.1.3 La roche couverture

La roche couverture joue le rôle de barrière imperméable au-dessus du réservoir. Dotée d'une perméabilité quasi inexistante, elle retient les hydrocarbures en place et les empêche de remonter vers la surface et de se disperser . Par exemple (Évaporites et argiles triasiques , Évaporites du Trias)

II.1.4 Le piège

Le piège désigne la configuration géologique qui contraint les hydrocarbures à stopper leur migration et à se concentrer en un même endroit. Il peut prendre la forme d'un piège structural, tel qu'un dôme ou un anticlinal, ou encore d'un piège stratigraphique, résultant de variations latérales de faciès au sein des couches sédimentaires . Par exemple (Dôme structural , Anticlinal ,Pièges structuraux et stratigraphiques)

II.1.5 Les processus principaux

TABLEAU 1:LES PROCESSUS PRINCIPAUX DE SYSTEM PETROLIER

Processus	Description	Exemple
Génération	Transformation de la matière organique en hydrocarbures au sein de la	les roches mères siluriennes et dévoniennes du Bassin de l'Illizi et du Bassin de
	roche mère	Berkine constituent d'excellents exemples de roches génératrices ayant atteint leur maturité thermique.
Migration primaire	Déplacement des hydrocarbures depuis la roche mère vers le réservoir	Dans le Bassin de Hassi Messaoud, les hydrocarbures ont migré verticalement et latéralement depuis les roches mères paléozoïques vers les grès cambriens
Migration secondaire	Déplacement des hydrocarbures au sein du réservoir vers le piège	Dans le Bassin d'Illizi et Hassi Messaoud et Dans le Bassin de Berkine
Accumulation	Concentration du pétrole et du gaz dans le piège sous la couverture	Le gisement de Hassi R'Mel, plus grand gisement de gaz d'Afrique, illustre parfaitement ce processus, avec une accumulation considérable piégée dans les grès triasiques

Préservation	Maintien de l'accumulation dans le temps sans fuite ni dégradation	Les évaporites triasiques du Bassin triasique TAGI jouent un rôle de couverture efficace, assurant la préservation des hydrocarbures accumulés
---------------------	--	--

II.1.6 Principaux bassins pétroliers en Algérie :

TABLEAU 2: PRINCIPAUX BASSINS PETROLIERS EN ALGERIE

Bassin	Type	Produit principal	Découverte
Hassi Messaoud	Structural	Pétrole	1956
Hassi R'Mel	Structural	Gaz	1956
Berkine	Structural/Strati.	Pétrole/Gaz	1990
Illizi	Structural/Strati.	Pétrole/Gaz	1950
Reggane	Structural	Gaz	1990
Ahnet-Timimoun	Structural	Gaz	1990
Tindouf	-	Potentiel	En cours

II.1.7 Enchaînement logique du système :

Roche mère → Migration → Roche réservoir → Piège + Couverture → Accumulation d'hydrocarbures

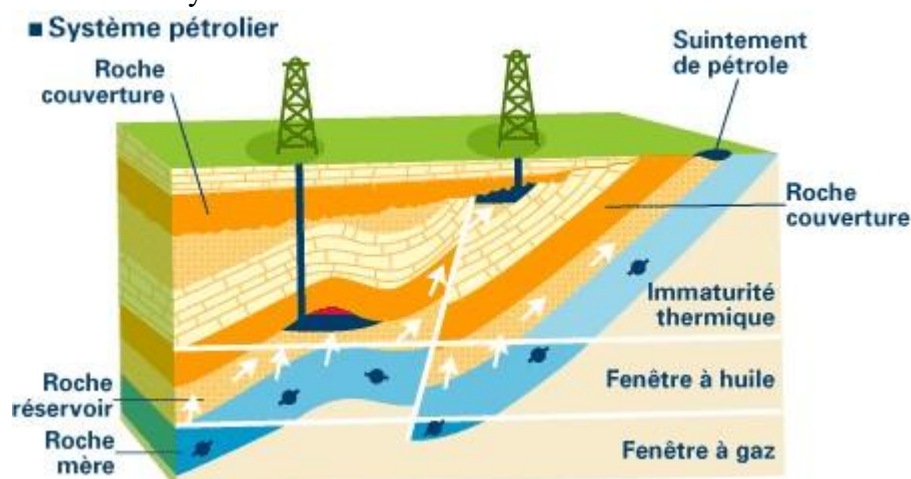


FIGURE II. 4: CHIMA DE SYSTEM PETROLIER

II.2 Système de forage :

II.2.1 Introduction

Un système de forage est défini comme un système d'ingénierie intégré comprenant un ensemble de dispositifs et d'équipements spécialisés conçus pour réaliser des opérations de forage de puits de pétrole et de gaz dans diverses formations géologiques. Ce système repose sur cinq sous-systèmes interconnectés et intégrés, chacun remplissant une fonction spécifique et indispensable au processus de forage.

II.2.2 Le système d'alimentation électrique:

Le système d'alimentation électrique constitue la pierre angulaire de l'ensemble du système de forage, car il est responsable de la production et de la distribution de l'énergie nécessaire à tous les sous-systèmes. Ce système repose généralement sur des moteurs diesel couplés à des générateurs électriques, avec une puissance combinée allant de 500 à 6 000 chevaux pour les installations de forage terrestres, et pouvant être nettement supérieure pour les plateformes offshore. Ce système est le moteur principal dont dépend l'efficacité de l'ensemble de l'opération de forage.

II.2.3 Le système de levage :

Le système de levage gère le mouvement vertical de la garniture de forage à l'intérieur du puits et se compose des éléments suivants :

Mât/Fût : La structure verticale en acier qui supporte les charges dynamiques et statiques générées par la garniture de forage. Treuil : Dispositif assurant l'enroulement et le déroulement du câble.

Câble et poulies mobiles : Système de câbles métalliques et de poulies amplifiant la force et transmettant le mouvement.

La performance de ce système est mesurée par la charge maximale admissible (charge au crochet), qui détermine la profondeur de forage du puits.

II.2.4 Système de rotation :

Le système de rotation génère le mouvement de rotation nécessaire à la fracturation de la roche au fond du puits. Il comprend :

Table de rotation ou système d'entraînement supérieur : Source du couple transmis à la garniture de forage.

-Garniture de forage : Ensemble de tubes interconnectés transmettant la rotation et la pression hydraulique au fond du puits.

-Colliers de forage : Éléments à parois épaisses assurant le poids nécessaire sur le trépan.

-Trépan : Outil de coupe fracturant directement la roche. Les types de trépons varient selon la nature des formations forées.

II.2.5 Système de circulation hydraulique:

Le système de circulation hydraulique remplit de multiples fonctions interdépendantes, notamment :

Remonter les déblais de forage du fond du puits jusqu'à la surface.

Refroidir et lubrifier le trépan.

Maintenir la stabilité des parois du puits.

Ce système comprend des pompes à boue haute pression, des réservoirs de stockage et de traitement, ainsi qu'un système de traitement de surface (plancher vibrant, tamis rotatif, séparateur magnétique). Le comportement de la boue de forage, en termes de densité, de viscosité et de pression hydrostatique, constitue une variable géométrique cruciale.

II.2.6 Système de contrôle de puits :

Le système de contrôle de puits est la principale barrière de sécurité du système de forage. Son rôle est d'empêcher l'afflux incontrôlé de fluides à haute pression dans le puits et d'éviter les éruptions. Ce système repose sur :

Un obturateur de puits (BOP) : une vanne haute pression qui ferme immédiatement la tête de puits dès qu'une intrusion de fluide est détectée.

Un système de contrôle d'éruption : utilisé pour rétablir l'équilibre de pression dans le puits par injection de boue dense. Dispositifs de détection précoce : Surveiller en continu les indicateurs de danger tels que la montée en pression et les coulées de boue.

II.2.7 La garniture de forage :

Ensemble de tubes assemblés qui relie la surface à l'outil de forage. Elle comprend :

- a) Les tiges de forage (drill pipes) : tubes en acier assemblés bout à bout, transmettant la rotation et la circulation de la boue
- b) Les tiges lourdes (drill collars) : tubes à paroi épaisse placés au-dessus de l'outil, fournissant le poids nécessaire à la progression
- c) Le trépan (drill bit) : outil placé en bas de la garniture qui désagrège la roche par rotation et/ou percussion
- d) Le fluide de forage (boue de forage) :

Élément indispensable du système, il remplit plusieurs fonctions essentielles :

TABEAU 3: LESELEMENTS ET LES FONCTIONS DE LA BOUE DE FORAGE

Fonction	Rôle
Refroidissement	Refroidit et lubrifie le trépan
Remontée des cuttings	Transporte les déblais vers la surface
Remontée des cuttings	Équilibre la pression des formations traversées

Stabilisation	Consolide les parois du puits
Information	Détection des venues de fluides

II.2.8 Les types de forage :

a) Forage rotary

Le plus répandu. La roche est broyée par rotation continue du trépan sous le poids de la garniture.

b) Forage directionnel

Permet de dévier le puits selon une trajectoire prédéfinie pour atteindre des cibles éloignées de la verticale.

c) Forage horizontal

Cas particulier du forage directionnel où le puits atteint une inclinaison de 90°, maximisant le contact avec le réservoir.

d) Forage en mer (offshore)

Réalisé depuis des plateformes fixes, semi-submersibles ou des navires de forage, avec des contraintes techniques supplémentaires liées au milieu marin

TABEAU 4: LES PHASES DE FORAGE

Phase	Diamètre	Objectif
Phase 26"	Grand diamètre	Forages superficiels, pose du tube conducteur
Phase 17"1/2	Intermédiaire	Traversée des formations superficielles
Phase 12"1/4	Réduit	Approfondissement vers le réservoir
Phase 8"1/2	Petit diamètre	Forage du réservoir cible

II.2.9 Paramètres de forage :

Les principaux paramètres contrôlés en temps réel sont :

WOB (Weight on Bit) : poids appliqué sur le trépan

RPM : vitesse de rotation

ROP (Rate of Penetration) : vitesse d'avancement

ECD (Equivalent Circulating Density) : densité équivalente en circulation

Pression de pompage : indicateur de l'état du circuit hydraulique

II.2.10 Étapes du forage d'un puits pétrolier :

Introduction :

Le processus de forage d'un puits pétrolier comprend une série d'étapes d'ingénierie séquentielles et interdépendantes, chacune nécessitant une expertise technique pointue et une planification rigoureuse. Ces étapes visent collectivement à assurer un accès sûr et efficace aux formations cibles et à évaluer leur potentiel de production, permettant ainsi une prise de décision éclairée.

a) Étape 1 : Préparation du site

Cette étape constitue le fondement logistique et technique du forage et comprend :

La réalisation des études géologiques et géotechniques nécessaires pour déterminer l'emplacement optimal du forage ;

La préparation et le nivellement du site, ainsi que la mise en place des infrastructures nécessaires ;

Le transport du matériel de forage sur le site et son installation conformément aux spécifications techniques ;

Le forage de la section de surface du puits et la pose du tubage conducteur pour protéger le sol en surface.

b) Étape 2 : Forage

Cette étape représente le cœur du processus de forage, puisqu'elle consiste en la pénétration progressive et systématique des formations rocheuses successives. Ceci est réalisé grâce à un trépan adapté à chaque formation, avec un pompage continu de boue de forage assurant ses fonctions essentielles de refroidissement du trépan, de remontée des déblais et de régulation de la pression.

c) Étape 3 : Tubage et cimentation

Après avoir atteint les profondeurs spécifiées pour chaque phase de forage, le tubage et la cimentation sont effectués. Cette opération comprend :

La descente et la fixation du tubage à l'intérieur du puits afin d'assurer l'intégrité de ses parois.

L'injection de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et la formation rocheuse afin d'isoler les couches productives, d'empêcher les infiltrations de fluides et de protéger le puits contre l'effondrement.

d) Étape 4 : Approfondissement

Une fois le tubage et la cimentation terminés, le forage reprend jusqu'aux profondeurs cibles avec un diamètre inférieur. Le cycle de forage, de tubage et de cimentation est répété autant de fois que nécessaire, conformément au programme de forage approuvé, jusqu'à ce que la formation cible soit atteinte.

e) Étape 5 : Diagraphie

Une fois la profondeur cible atteinte, une diagraphie est réalisée à l'aide d'instruments spécialisés descendus dans le puits afin de mesurer les propriétés physiques des formations traversantes. Les propriétés clés comprennent :

La porosité (mesurée à l'aide d'instruments à neutrons, de densité et acoustiques)

La perméabilité (analysée à l'aide de courbes de pression)

La saturation en fluide (mesurée à l'aide d'instruments de résistivité électrique) La lithologie (pour déterminer la nature de la roche traversante)

f) Étape 6 : Essais de puits (DST)

Un essai de production est réalisé afin de vérifier la productivité du réservoir cible et de déterminer ses caractéristiques hydrodynamiques. Les données recueillies comprennent :

Débit du fluide naturel

Pression statique du réservoir

Perméabilité de la formation

Facteur de peau

g) Étape 7 : Complétion du puits

Si les résultats des essais indiquent un potentiel commercial, la complétion du puits est réalisée. Elle comprend :

Perforation du tubage en amont des zones de production

Installation des équipements de production de surface et de fond

Installation de la tête de puits et de l'arbre de Noël

Réalisation de traitements de stimulation, si nécessaire, tels que la fracturation hydraulique ou l'acidification

h) Étape 8 : Mise en production ou fermeture du puits

Le puits peut connaître deux issues :

Mise en production commerciale : si la viabilité est confirmée et économiquement viable, le puits est raccordé au réseau de collecte et de traitement, et les opérations d'exploitation débutent.

Fermeture et abandon du puits : si la viabilité économique est prouvée, le puits est obturé conformément aux procédures environnementales et de sécurité approuvées afin de garantir la protection des aquifères et de l'environnement.

II.3 Generality de drill stem test

II.3.1 Définition et l'objectifs de l'étape 6 (drill stem test) :

II.3.1.1 Définition :

On peut définir le DST comme une mise en production provisoire d'un puits en utilisant des complétions temporaires qui permettent d'acheminer les fluides contenus dans les roches réservoir vers la surface, de mesurer leur débit et leur pression.

Le principe de base d'un DST est d'isoler la zone à tester de la pression hydrostatique de la boue en utilisant une garniture de test ; de soumettre cette zone à une pression réduite, la mettant donc en condition de produire ($P_{\text{fond}} < P_g$).

On peut distinguer quatre (04) types de tests :

a) Test en Barefoot : La zone testée est en découvert et le Packer de la garniture de test est ancré dans la section couverte par le casing qui se trouve au-dessus.

b) Test en Casing : la zone testée (perforée ou crepinée) est située dans la partie couverte par le casing ainsi que l'ensemble de la garniture de test.

c) Test de couche sélectif (Straddle test) : la zone à tester est loin du fond du puits ou audessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée par un packer supplémentaire.

d) Test en trou ouvert : la zone à tester et l'ensemble de la garniture de test sont dans le découvert. Dans ce cas le Packer de la garniture de test est ancrée dans le découvert.

Remarque : Ce dernier type n'est plus utilisé et cela est dû à ses inconvénients.

Les objectifs principaux du DST sont :

- Mise en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir ;
- Détermination de la capacité de production
- Détermination de la pression du réservoir ;
- Prise d'échantillons pour étude PVT ;
- Détermination des paramètres pétrophysiques du réservoir (k , Skin) ;
- Détermination éventuelle du modèle du réservoir.

II.3.1.2 Objectifs principaux du DST:

II.3.1.3 Étapes du déroulement d'un DST :

A) Descente de la garniture : L'outil de test est descendu au fond avec des packers et des enregistreurs de pression.

B) Ancrage (Setting the packer) : Le packer est gonflé pour isoler la zone d'intérêt du reste du trou.

C) Initial Flow Period (Première période d'écoulement) : La vanne est ouverte, permettant au fluide de la formation d'entrer dans la garniture, souvent en faisant baisser la pression de fond en dessous de la pression de la couche.

- D) Initial Shut-in Period (Première période de fermeture) :** La vanne est fermée pour permettre à la pression de remonter, ce qui donne une indication de la pression initiale.
- E) Final Flow Period (Période d'écoulement finale) :** Le puits est de nouveau ouvert pour évaluer le débit sur une plus longue période.
- F) Final Shut-in Period (Période de fermeture finale) :** Fermeture finale pour enregistrer la remontée de pression et calculer la perméabilité.
- G) La diagraphie de pression enregistrée :** La diagraphie de pression enregistrée, sous forme de graphique pression-temps, est cruciale pour l'interprétation des réservoirs. (fig.II.5)

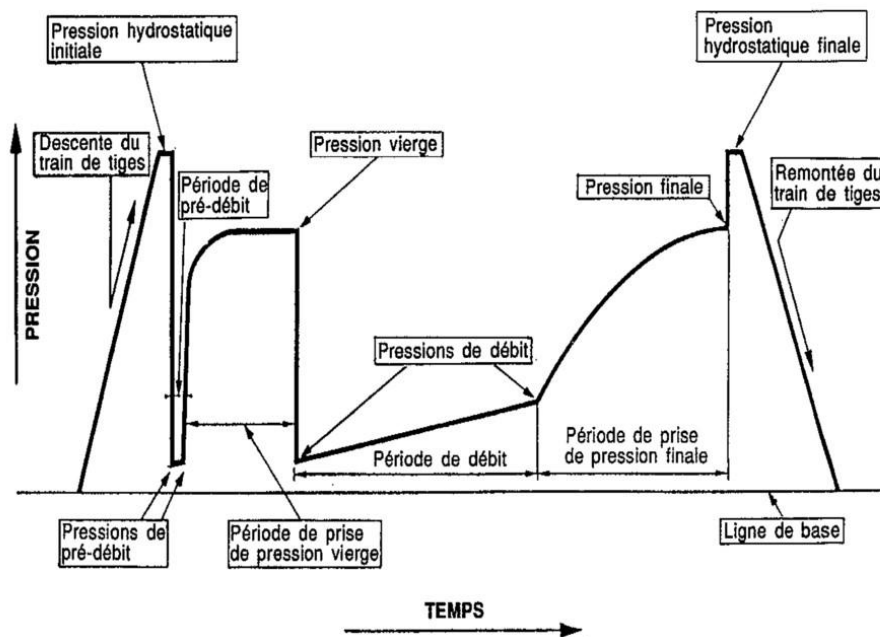


FIGURE II.5: EXEMPLE D'UN GRAPHE REPRESENTATIF DE L'ENREGISTREMENT DE PRESSION

II.3.1.4 Equipements de test :

II.3.3.1 Critères de choix :

Lors de la sélection des équipements de test, il faut tenir compte des exigences suivantes :

- L'équipement utilisé est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution ;

- b) La pression de service de tout équipement utilisé, au niveau du manifold de duses et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue ;
- c) l'équipement en aval du manifold de duses est suffisamment protégé contre la surpression.
- d) la pression de service des équipements de fond doit être supérieure à la pression hydrostatique de la boue + la pression d'opération des équipements.

II.3.3.2 Equipements de surface :

a) **Flow Head** : Elle permet :

Rôle de chaque éléments de celle ce :

- ✓ **master valve** : pour la fermeture totale de l'intérieur des tiges.
- ✓ **Swivel** : pour la rotation de la partie inferieure autant que la partie supérieure restera fixe.
- ✓ **Flow line valve** : c'est une vanne hydraulique à fermeture rapide. Elle sécurise la circulation débit.
- ✓ **Flow line** : sortie du débit
- ✓ **Kile line valve** : c'est une vanne manuelle, durant toute l'opération de test reste fermée. Elle s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface, le nettoyage des équipements de surface après la fin de test et pour circuler à travers l'intérieur des tiges.
- ✓ **Swab valve** : c'est une vanne de curage. Elle s'ouvre pour laisser le passage d'un outil spécial. (fig. II.6.1).

b) **Vanne de sécurité de surface (Surface Safety Valve)** : C'est une vanne hydraulique ou pneumatique, parfois on l'utilise avant le manifold de duses pour renforcer la sécurité, elle est recommandée pour les puits à haut débit et haute pression ou en cas de présence de l'H₂S. La vanne SSV ferme le puits rapidement en cas d'urgence (surpression, fuite...), est opérée à distance par le système de fermeture d'urgence ESD (fig. II.6.2).

c) **Système de fermeture d'urgence (Emergency Shut Down)** : Il permet de fermer le puits et mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin (fig. II.6.3).

Les stations ESD peuvent être installées en différents endroits sur le chantier (Rig Floor, séparateur, manifold de duses...).

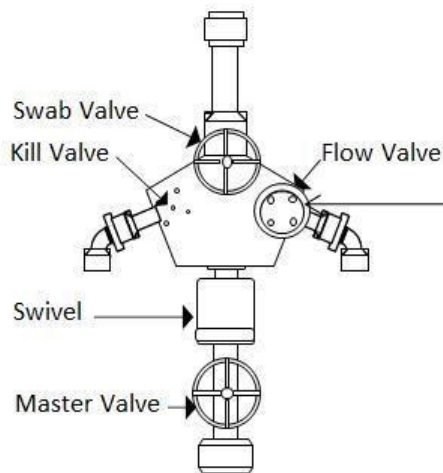


Fig. II.6.1 Flow Head

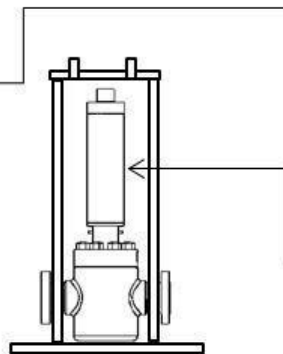


Fig.II.6.2 Surface Safety Valve

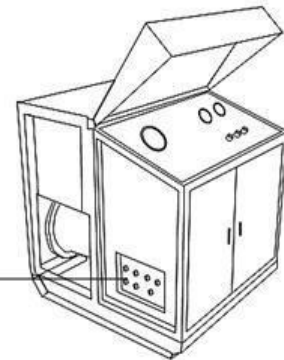


Fig.II.6.3 Emergency Shut

FIGURE II. 6: LA CONNEXION DE FLOW HEAD ET SURFACE SAFETY VALVE ET EMERGENCY SHUT

d) Piping et raccords : Tout tube de piping ou raccord porte un matricule d'identification qui contient le diamètre nominal, la pression de service et la figure. Notant qu'on peut avoir des raccords ayant des différentes pressions de service et même figure.

TABLEAU 5: TUBE PIPING ET LEURS FIGURES

Diamètre nominal	Figure	Pression de service	Couleur de la bande	Emplacement
6"	206	1500 Psi	Bleu clair	
3" , 4"	602	2500 Psi	Jaune	
3" , 4" , 6"	1002	5000 Psi	Rouge	
2" , 3" , 4"	1502	10000 Psi	Noir	
2" , 3"	2202	15000 Psi	Blanc	

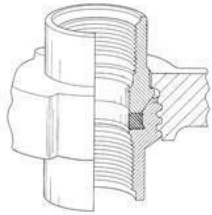
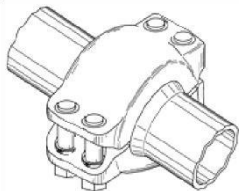
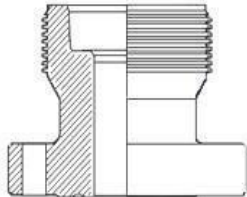
EXEMPLES DES TUBE PIPING ET LEURS FIGURES :

Les raccords sont classifiés en fonction de type d'étanchéité et méthode de raccordement.

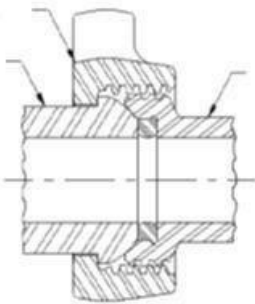
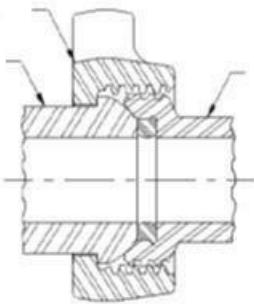
Exemples des raccords :

TABLE 1: LES RACCORDS

Hammer union (WECO)	Connecteur GRAYLOC	Bride (flange)
---------------------	--------------------	----------------

Etanchéité Métal-caoutchouc	Etanchéité Métal-métal	Etanchéité Métal-métal
		
Fréquemment utilisés	Recommandés pour les conditions hostiles	

Les unions dépareillées entre les tubes peuvent causer des accidents mortels.

	
Combinaison incorrecte	Combinaison correcte

e) Coflexips et Chiksans : Ils permettent de relier entre la Flow Head et le Data/Injection

Header. Ils doivent être installés correctement pour éviter l'endommagement pendant les mouvements verticaux de la garniture. Les Coflexips sont toujours préférables aux Chiksans à cause de leur flexibilité et leur montage rapide. Ils ont aussi moins de connexions, ce qui minimise les fuites.

Fig(II.7)

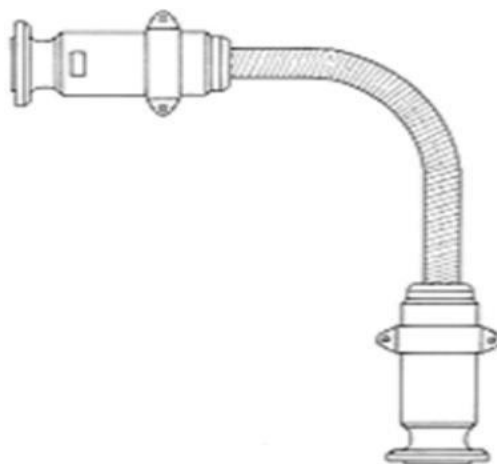


FIGURE II. 7:COFLEXIPS

f) Data/Injection Header :

Cet élément est installé juste avant le manifold de duses. Le Data/Injection Header est un tube avec plusieurs ports ou connexions pour des instruments qui permettent :

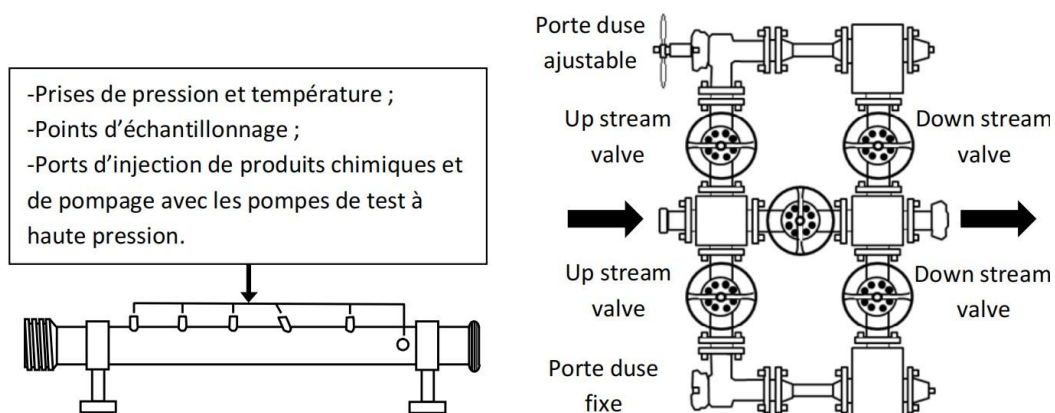
- La Mesure de la pression et de la température de la tête du puits ;
- L'échantillonnage de l'effluent ;
- L'injection des produits chimiques... (Fig.II.8)

g) Manifold de duses :

Il consiste en un ensemble de vannes et duses pour contrôler le débit et la pression du puits ; il contient deux chemins d'écoulement. Le premier permet d'installer et changer les duses fixes et le deuxième équipé avec une duse ajustable .

Certains manifolds possèdent une ligne By pass. Chaque chemin d'écoulement est équipé de deux vannes qui permettent de fermer le puits ou de changer la direction d'écoulement pendant le changement de la duse fixe.

Le manifold de duses est également équipé de plusieurs prises en aval et amont des duses pour la surveillance des pressions et des températures, et aussi équipé de deux points d'échantillonnage dans les deux chemins. (fig. II.8).

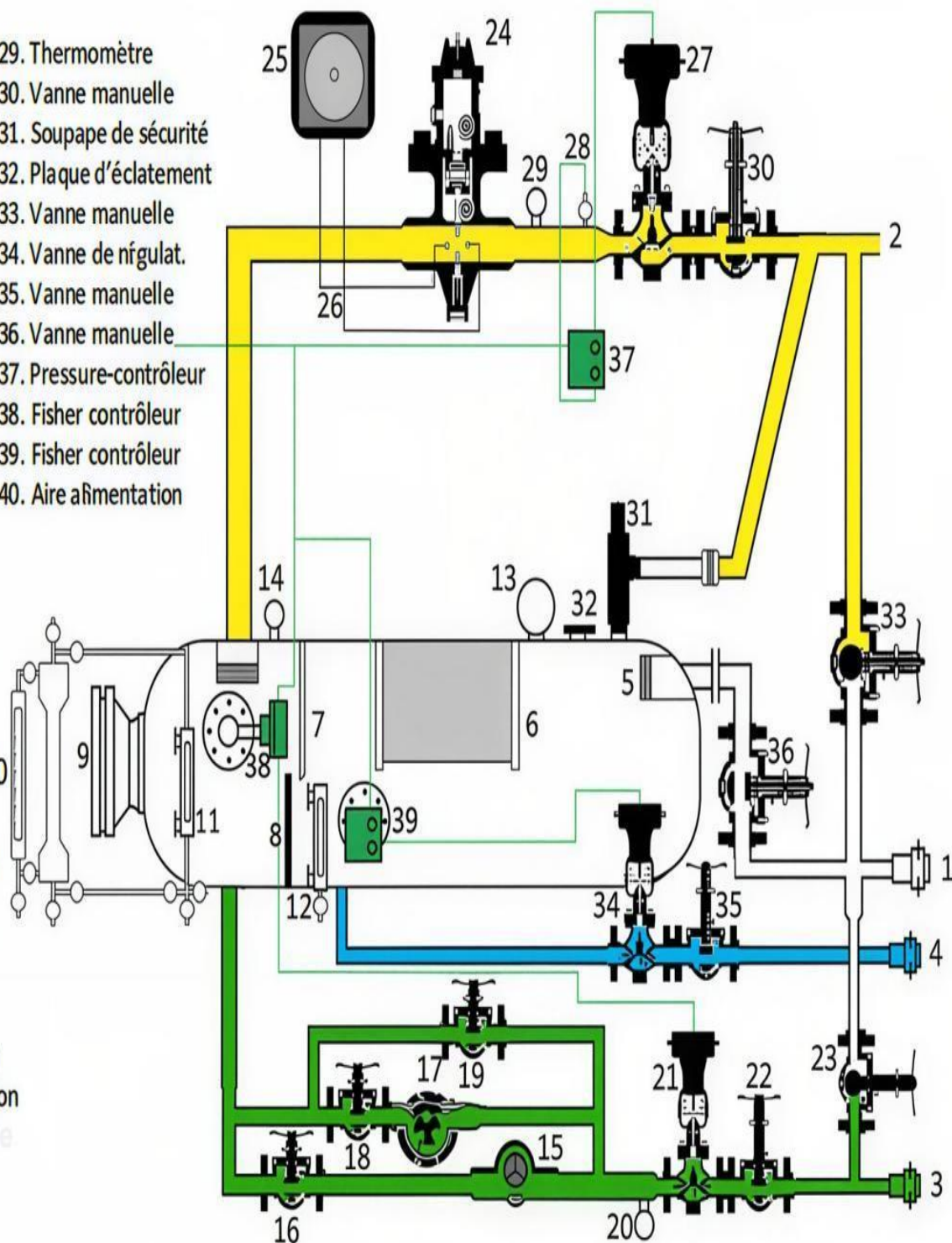


FIGUREII. 8 DATA/INJECTION HEADER ET MANIFOLD DE DUSES

h) Séparateur :

Il permet de séparer les différents fluides (gaz, huile et eau éventuellement), ainsi que le comptage et l'échantillonnage de chacun de ces fluides séparément.(fig.II.9)

1. Entrée effluent
2. Sortie gaz
3. Sortie d'huile
4. Sortie d'eau
5. Défecteur
6. Chicanes
7. Baffle
8. Weir
9. Trou d'homme
10. Shrinkage tester
11. Niveau d'huile
12. Niveau d'eau
13. Manomètre
14. Thermomètre
15. Rotron meter
16. Vanne manuelle
17. Floco meter
18. Vanne manuelle
19. Vanne manuel.
20. Thermomètre
21. Vanne de régulat.
22. Vanne manuelle
23. Vanne manuelle
24. Danial box
25. Barton Diff et Ps
26. Prises de pression
27. Vanne de régulation
28. Prise de pression
29. Thermomètre
30. Vanne manuelle
31. Soupape de sécurité
32. Plaque d'éclatement
33. Vanne manuelle
34. Vanne de nrgulat.
35. Vanne manuelle
36. Vanne manuelle
37. Pressure-contrôleur
38. Fisher contrôleur
39. Fisher contrôleur
40. Aire alimentation



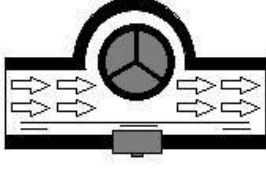
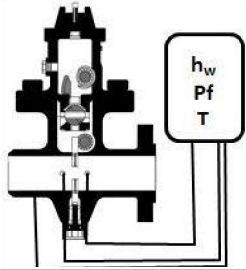
FIGUREII. 9: SÉPARATEUR CONVENTIONNEL TROIS PHASES

Les séparateurs sont classés en fonction de plusieurs critères :

- Conventionnel ou nouvelle génération (CleanPhase) ;
- Pression de service : 600 psi, 720 psi, 1440 psi et 2220 psi ;

- Débit d'huile maximal : à partir de 2000 à 23800 bbl/jour ;
 - Débit de gaz maximal : à partir de 20 à 90 mmscf/jour (million ft³ /jour) ; -
- Horizontal ou vertical.

TABLE 2: APPAREILLAGE DE MESURE POUR UN SEPARATEUR CONVENTIONNEL

Comptage de l'huile		Comptage du gaz
Compteur Floco	Compteur Rotron	Orifice de DANIEL
		
Formule du calcul :		Formule du calcul :
$V_o = V \times (1 - BSW) \times f \times (1 - SHR) \times K$ V_o : volume d'huile dans les conditions standard V : volume d'huile dans les conditions de séparateur BSW : Basic Sédiments and Water f : facteur de correction mécanique SHR : facteur de Shrinkage d'huile K : facteur de correction de température à 60°F.		$Q = C \times (h_w \times P_f)^{0.5}$ $C = F_u \times F_b \times F_g \times Y_2 \times F_{tf} \times F_{pv}$ Q : volume de gaz dans les conditions standard h_w : la pression différentielle à travers l'orifice P_f : la pression statique du séparateur F_u : facteur de conversion des unités F_b : facteur basic de l'orifice F_g : facteur de la densité SG Y_2 : facteur d'expansion F_{tf} : facteur de température d'écoulement F_{pv} : facteur de supercompressibilité

i) Bac (tank) :

Pour stocker l'huile et estimer son débit. Dans le cas où l'huile est réinjectée dans la ligne et non stockée, un bac de stockage nous permet d'étalonner les compteurs huile, de prendre en compte certains phénomènes tels que le dégazage de l'huile en aval du séparateur ou la décantation supplémentaire d'eau qui est encore dispersée (en émulsion) dans l'huile à la sortie huile du séparateur. (fig.II.10)

Formule de calcul :

$V_o = V_{bac} \times (1 - BSW) \times K$, tel que V_{bac} : volume d'huile dans les conditions du stockage.



FIGURE II.10: BAC(TANK)

J) Autres équipements :

- Ligne torche et bassin de décantation : Ils permettent d'évacuer les fluides produits.
- Le skrinkage tester : Cet appareil permet de mesurer la perte de volume d'huile par dégazage entre les conditions du séparateur et les conditions ambiantes.
- Surge tank : C'est un bac fermé maintenu à très faible pression, il est utilisé dans le cas où l'huile contient en particulier de l'hydrogène sulfuré (H_2S).
- Echantillonneurs : Ils permettent de prélever des échantillons des différents fluides produits. Ils sont spécifiques à chacun des fluides.

- Manifold gaz : Il
gaz de la sortie du
torche. (fig.II.11)



permet d'orienter le
séparateur vers la

- Manifold huile : Il
l'huile sortie du séparateur vers le bac de stockage (ou le surge tank) ou vers la
torche.

- Pompe de transfert : Elle permet de reprendre l'huile contenue dans le bac de (ou le surge tank) pour l'envoyer dans le bassin de décantation ou vers la torche.
- Lab cabine : On y rassemble toutes les mesures et les enregistrements faits en surface. Elle peut être équipée d'un mini-laboratoire PVT.
- Appareils de mesure : Monomètres, thermomètres, Barton...
- Réchauffeur ou échangeur à vapeur : Dans le cas d'une huile, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile. Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates.
- Multiphase Flow Metering (Vx) : Est utilisé pour mesurer les débits des trois phases (huile, gaz et eau) sans séparation.

h) Emplacements des équipements de surface :

Durant l'installation des équipements de surface on doit respecter les normes de sécurité. Le séparateur et le bac doivent être écartés des autres équipements par plus de 15 m et du puits par plus de 25 m. Le chock manifold doit être écarté par plus de 15 m du puits et son positionnement doit permettre un montage facile du coflexip qui doit être attaché au plancher durant les tests et les ouvertures.

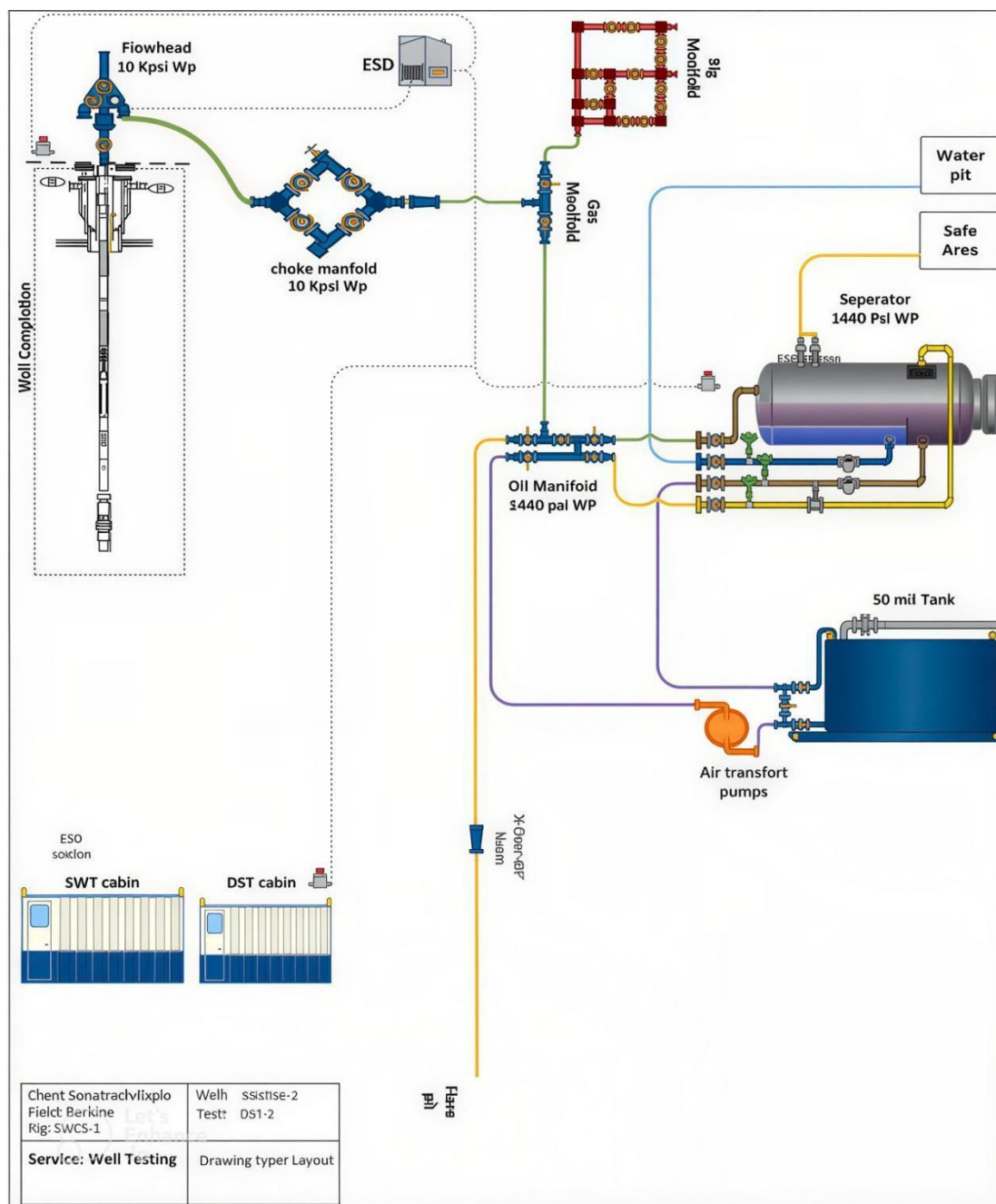


FIGURE II.12:EMPLACEMENTS DES EQUIPEMENTS DE SURFACE

II.3.3.3 Equipements de fond : Les fonctions principales à assurer par les équipements de fond sont :

- Isoler la boue contenue dans le puits de la zone à tester et diminuer la pression en face de cette zone jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche ;
- Acheminer ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ;
- Avoir une possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue ;
- Enregistrer la température et la pression de fond durant le test ;
- Procéder à la remontée de la garniture en fin de test après avoir remis l'ensemble du puits sous fluide de contrôle.

Les équipements de fond d'une garniture de test sont très variés. Seuls seront décrits ici les équipements de base qui assurent les fonctions principales mentionnées précédemment.

II.3.3.3.1 Emplacements des équipements DE FOND : observé la fig.II.13

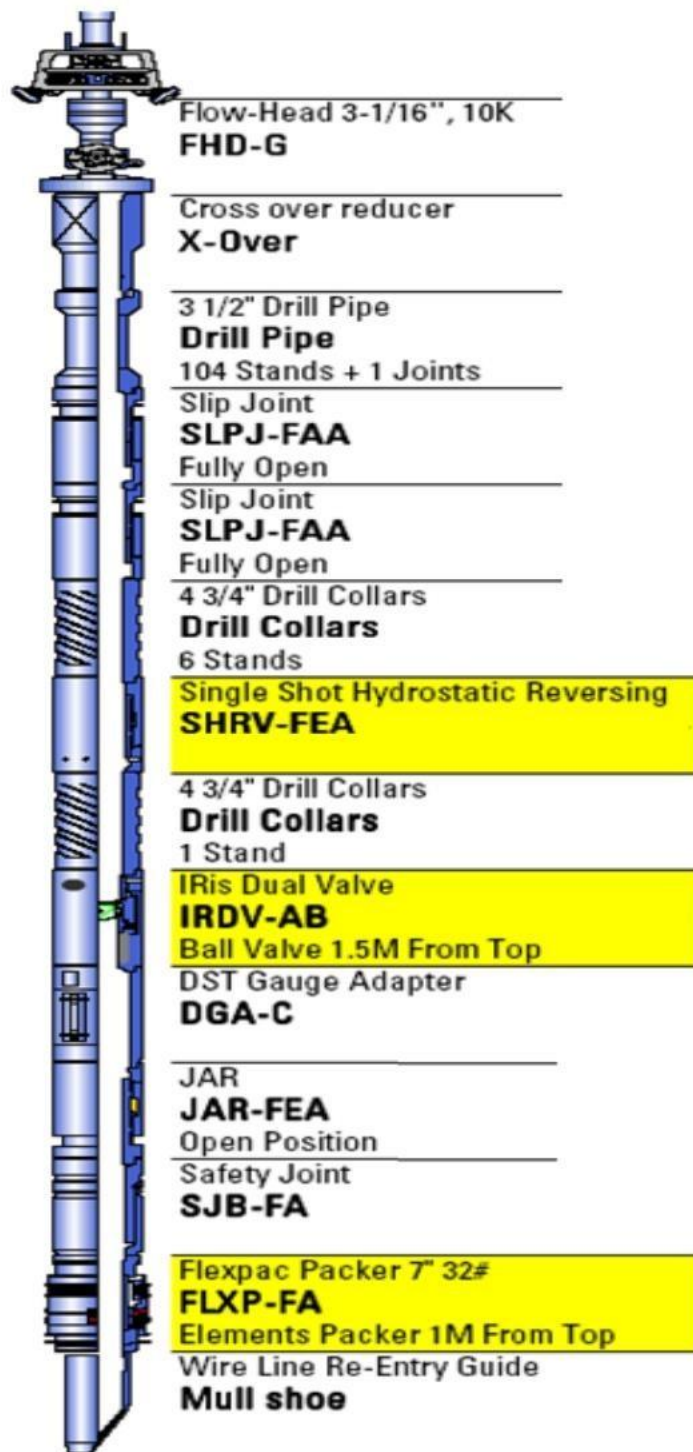


FIGURE II. 13:TRAIN DE TEST

Description de bas vers le haut des équipements de test :

- A) **Tiges de forage ou Tubings** : Cette tubulaire doivent supporter le poids total de la garniture et résister à l'écrasement et à l'éclatement. Dans le cas où il y a risque de présence H₂S, l'utilisation des tubings est préférable car présentant une meilleure étanchéité au niveau des raccords.

B) Joints coulissants (Sleep joints) : Ils autorisent les mouvements courts verticaux de la garniture de test, engendrés par des variations de température et de pression lors des différentes phases de débit et de fermeture. Leur nombre dépend de la profondeur, la température de fond et le débit prévu du puits.

C) Masse-tiges (Drill-Collars): Elles permettent d'exercer suffisamment de poids pour comprimer les garnitures d'étanchéité du Packer. Dans le cas d'une vanne de test mécanique opérée par les mouvements verticaux de la garniture, les masse-tiges permettent l'ouverture de la vanne.

D) Dispositif de circulation inverse :

- ✓ C'est un raccord de circulation inverse, donc c'est un moyen pour retourner le puits à leur état initial (puits neutraliser) par une circulation de boue avant de remonter le train de test. Il est actionné par un disque de rupture. Ce dernier est calculé en fonction de la pression hydrostatique à la cote de cette pièce avec prise en considération de la pression de fonctionnement de la vanne du fond.
- ✓ Dès qu'on applique la pression maximale de ce disque dans l'annulaire, la partie mobile se shift et libère les orifices pour la circulation.

E) Vanne de test (Tester valve) : Elle permet d'isoler le tampon pendant la descente et avant l'ouverture. Elle permet aussi d'avoir plusieurs ouvertures et fermetures au fond durant le test.

En fonction de son type, elle est opérée hydrauliquement, mécaniquement ou électro hydrauliquement:

E.1) Vannes mécaniques: DCIPV, MFE:

- ✓ DCIPV : Dual Closed in Pressure Valve
- ✓ MFE : Multi Flow Evaluator

Le mode de fonctionnement de ces vannes est mécanique, on fait des mouvements de la garniture en surface (par rotation ou poser et retirer de la garniture) pour l'ouverture ou la fermeture de la vanne

E.2 Vannes hydrauliques : PCT, STV :

- ✓ PCT : Pressure controlled tester chez schlumberger.
- ✓ STV : Select tester valve chez Halliburton
- ✓ POTV : Pressure Operated Tester Valve
- ✓ FBTV : Full Bore Tester Valve

Leur mode de fonctionnement est hydraulique, sachant qu'on exerce une pression en surface dans l'annulaire, la vanne réceptionne cette variation de pression et le convertit à un signal mécanique qui commande l'ouverture de la vanne. **E.3 Vannes électro-hydo-mécaniques : IRDV-TV :**

- ✓ **IRDV Intelligent Remote Dual Valve** : Leur mode de fonctionnement est de recevoir des signes hydrauliques et de les convertir en des signes électroniques à partir d'un processeur pour commander l'ouverture et la fermeture de la vanne mécaniquement.

F) Porte-enregistreurs (Gauge carrier) : Ils reçoivent les enregistreurs de pression et de température. Les enregistreurs de pressions permettent d'enregistrer la pression de fond dans le tubing et donc, en particulier, l'évolution de la pression de fond lors des phases de débit et de fermeture. Suivant leur position les enregistreurs de pression permettent aussi d'enregistrer la pression de l'annulaire.

G) Coulisse hydraulique (Hydraulic jar) : En cas de coincement, on essaye de décoincer le Packer en exerçant des forces de traction par battage grâce à la coulisse hydraulique située audessus du joint de sécurité.

H) Joint de sécurité (Safety joint) : En cas d'échec pour décoincer la garniture par battage, le dévissage du joint de sécurité permet la récupération de la partie supérieure de la garniture.

I) Packer récupérable : A pour but d'assurer l'étanchéité et d'isoler la zone à tester de la boue de forage qui se trouve dans l'espace annulaire. Il y a deux types de packer, à savoir mécanique et hydraulique.

J) Tube guide (Mule shoe) : Il facilite le passage à travers le top liner pendant la descente de train de test. D'autre part, durant la remontée d'un outil Slickline, le Mule shoe facilite l'entrée dans la garniture.

K) Autres équipements : En fonction des objectifs de test d'autres équipements peuvent être requis tels que :

- **Tubing Conveyed Perforator (TCP)** : le TCP est placé à l'extrémité inférieure de la garniture de test, il permet avec la même garniture de perforer le casing et de réaliser l'essai de puits.
- **Pipe tester valve (PTV)** : C'est une vanne avec une seule ouverture, descendue fermée et installée au-dessous de la vanne de fond, pour assurer la première ouverture.
- **Echantillonneur de fond Intégré** : Il permet d'échantillonner l'effluent au fond.

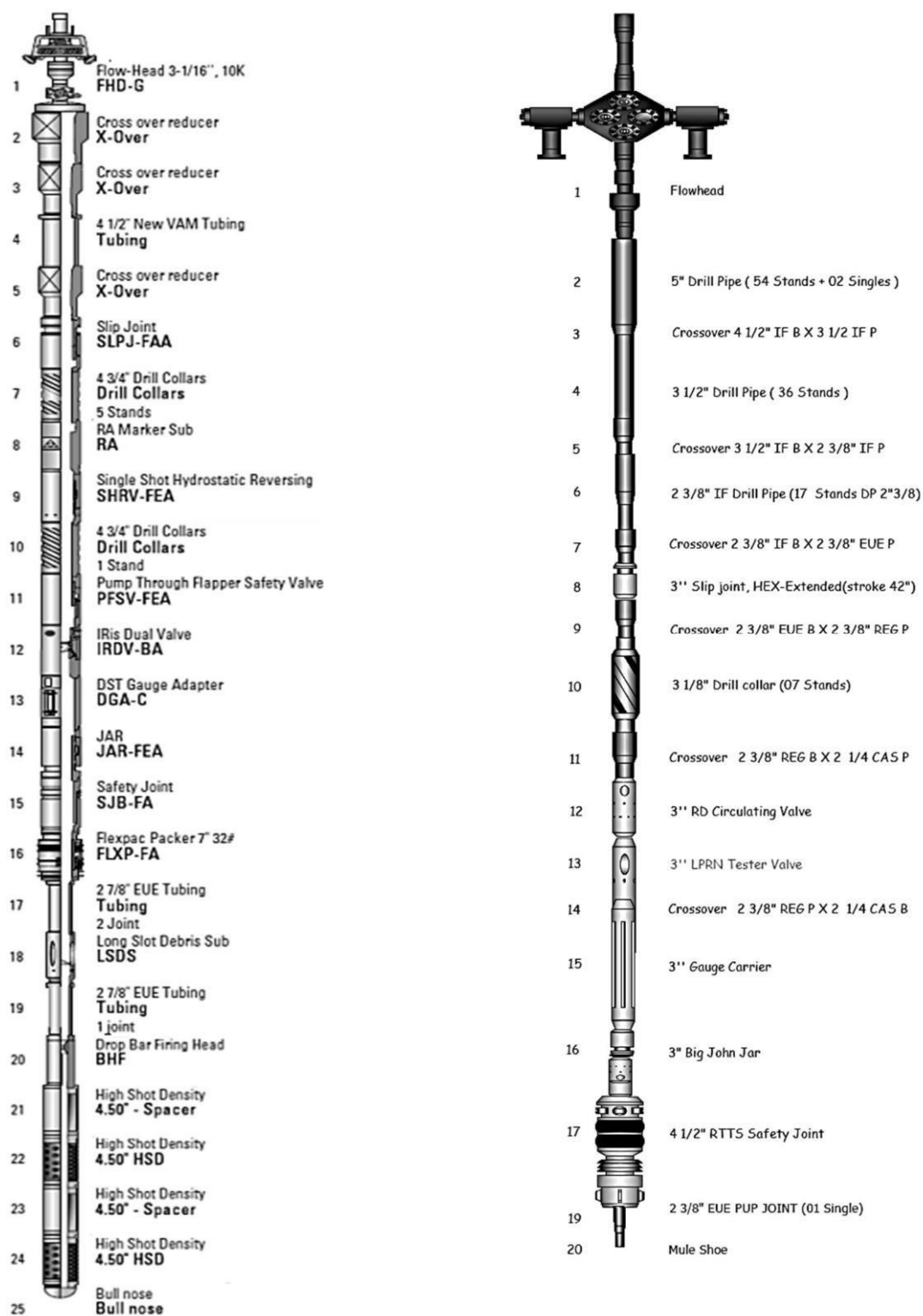


FIGURE II. 14EMPLACEMENTS DES EQUIPEMENTS DE FOND

LARGEST OD 5.750 in		SMALLEST ID 2.250 in		TOTAL STRING WEIGHT 67461 lb					
DESCRIPTION	SOPPLIER	TRADEING 6	WEIGHT 6	Corrosion		Connections			SOP/OD/ID in
				TSP	607700	00m	10m	LINE ITEM	
Sorlaca Ted Tree	Halitaurton		1700	3-89" 4 SP 18088 Bsk	3-1.6" P P R		3.000		-2.055
Drill Pipe 3-122-S1 spods	TPS61		49600	3-99" 1P Bsk	3-1.3" P P R	5500	2.264	2279.140	-2.025
Clossevet, 3-1/2" F Boick 3-778" CAS Pin	Halitaurton		75	3-19" 1F Bsk	3-2.8P CAS P R	5000	2.290	0.500	2277.125
Slip Joint S 00, fully opened	Halitaurton		014	3-29" CAS Bsk	3-2.8P CAS P R	5000	2.300	6.100	2277.895
Crossovet, 3-7/8" CES Bock 3-1/2" 3F Pin	Halitaurton		75	3-29" CAS Bsk	3-1.8P P P R	5000	2.260	0.510	2288.725
Drift Calfant stands	TPS61		11225	3-29" 1P Bsk	2-1.0P P P R	4750	2.280	162.720	2984.295
Cristdvet, 3-1/2" F Boick 3-778" CAS Pin	Halitaurton		75	3-29" 1F Bsk	3-2.8P CAS P R	5000	2.260	0.450	2445.555
RO Creeeting Wive S 00, 50-15	Halitaurton		290	3-29" CAS Bsk	3-2.8P CAS P R	5600	2.280	1.085	2947.415
Select Setter Valve S 00-100065657	Halitaurton		1125	3-29" CAS Bsk	3-2.8P CAS P R	5050	2.250	7.270	2448.510
Detennd Cogge Center-5 00	Halitaurton		535	3-29" CAS Bsk	3-2.8P CAS P R	5030	2.280	5.130	2465.790
Detennd Cogge Center-5 00	Halitaurton		535	3-29" CAS Bsk	3-7.8" CAS P R	5030	2.280	5.130	2468.310
Jar- Big Jstn-5 00,	Halitaurton		280	3-29" CAS Bsk	2-2.8P CAS P R	5030	2.300	1.845	2468.040
877S Setely Jont 7 IN	Halitaurton		165	3-29" CAS Bsk	2-2.8P CAS P R	5000	2.260	1.115	2467.555
Above Pedier sèment	Halitaurton		⚠	2-28" CAS Bsk				2.000	2468.000
Depth Ret: 2471.00 m, Distances to Top of the Tool: 0.00 8, NPHT CHAMP Y Pectar 7 88-15K	Halitaurton		550			5750	2.250		2471.000
Below Pedier sèment	Halitaurton		⚠		2-2.8P CAS P R			1.080	2471.000
Crossovet, 3-7.6" CAS Bock 3-1/2" 5" Pin	Halitaurton		75	2-28" CAS Bsk	3-1.0" P P R	5000	2.260	0.480	2472.000
Crossovet, 3-1.0" F Boick 2.778 Mien Pin	Halitaurton		75	2-30" 1P Bsk	2-2.10 New Nem Por	4900	2.250	0.050	2472.640
Tobing 2.775 New Wm-15 shgies	TP161		77	2-210 New Nem Box	2-210 New Sam Box	2875	2.440	142.700	2672.690
Mole Shoe	TP161		20	2-210 New Nem Box		2875	2.440	2.000	2615.500
									2617.590

FIGURE 15 BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA) TALLY SHEET

II.3.3.4 Equipements complémentaires :

A) Unité d'Azote : Elle permet de pomper le tampon d'Azote à l'intérieur de la garniture, dans ce cas l'unité d'Azote est liée par des Chiksans directement à la kill line de la Flow Head. Elle est utilisée pendant le kick off pour alimenter le Coiled tubing en Azote.

B) Unité Slickline : Elle permet le contrôle de la garniture, la vérification de la position de la vanne de fond et de réaliser des enregistrements de gradient pour localiser les différents niveaux des liquides dans le puits et éventuellement leur nature et la vitesse de remontée. Elle permet aussi l'échantillonnage de fond.

C) Unité Coiled tubing : Elle permet de réaliser rapidement et sous pression certaines interventions sur le puits et en particulier pour :

- Alléger la colonne hydrostatique (démarrage).
- Réduire la section de passage à travers le tubing (puits ayant des problèmes de ségrégation des phases lourdes suite à une réduction de débit)
- Nettoyer le puits tubing (sable, sel, paraffines...) par circulation d'un fluide adapté.

- Mettre en place au droit de la ou des zones à traiter de l'acide.
- Mettre en place un fluide de neutralisation (reprise de puits ou Work over).
- Réaliser un gas-lift temporaire lors d'un essai.

D) Unité de pompage : Elle est utilisée pour les tests en pression des installations de surface du Coiled tubing et pour alimenter ce dernier par les liquides nécessaires (eau, acide ...) en cours de l'opération. **II.3.3.5 Programme du test DST :**

a) Collecte des données de la zone à tester :

L'ingénieur chargé d'établir le programme de test doit procéder à la collecte des données sur la formation à tester et exploite ces données pour prévoir la pression et la température du réservoir, la quantité et la nature des fluides à produire.

Les données qui peuvent être disponibles sont :

- Les résultats des tests MDT ;
- La description des carottes et l'interprétation des logs des diagraphies ;
- Les résultats des tests des puits proches ;
- Les indices au cours de forage (indices de gaz, présence de l'H₂S) ; - Les pertes de boue dans la formation.

b) Qualité de cimentation :

L'un des objectifs de la cimentation des casings (ou liners) est d'isoler la couche productrice des couches adjacentes. Les diagraphies de cimentation sont des mesures indispensables pour évaluer l'adhérence de ciment derrière ces casings et donc vérifier l'état de l'isolation entre les différentes couches et fluides.

Parmi ces diagraphies on trouve :

- Les diagraphies soniques : CBL, VDL et SBT ;
- Les diagraphies ultrasoniques : CET et USIT ; - La thermométrie.

L'ingénieur doit vérifier les logs de cimentation et s'assurer que : -

La formation à perforer et à tester est bien isolée des autres zones ;

- Le top Liner est bien cimenté.

c) Vérification de la densité de la boue :

Généralement les opérations de perforation préalables au test DST se font en surpression (overbalance) c'est-à-dire le puits est soumis à l'hydrostatique de la boue, dans ce cas et avant ces opérations l'ingénieur doit comparer la densité de la boue actuelle qui doit être la même que celle qui a été utilisée durant le forage du réservoir à tester, sinon le changement de boue est indispensable (sauf si cette augmentation de densité fait suite à des problèmes de contrôle du puits pendant le forage de cette zone. On exclut pour cette étape le cas d'une perforation au TCP, car dans ce cas la perforation se fait en dépression (underbalance).

d) Rédaction du programme technique:

Avant chaque opération DST, l'ingénieur établit un programme de test, qui doit être rédigé suivant le format standard de l'entreprise.

Ce programme réunit et organise toutes les données nécessaires à la conception puis à la réalisation de l'opération, il contient aussi toutes les consignes à suivre durant le test. Il est établi en se basant sur les informations collectées de la zone d'intérêt, la disponibilité en équipement de test, l'état du puits et l'appareil du forage.

Un programme de test comprend généralement les points suivants :

- Objectifs du test ;
- Données sur le puits et la zone à tester ;
- Données sur les équipements de test fond et surface ;
- Déroulement de toutes les opérations et les consignes à suivre ;
- Plan des ouvertures en débit, remontées de pression et l'échantillonnage ;
- Calcul du tampon et de la contre-pression appliquée sur le réservoir.

e) Calcul du tampon :

L'objectif principal du DST est de mettre la zone d'intérêt en état de production.

La garniture utilisée ne doit pas être descendue totalement vide, un tampon est toujours ajouté à l'intérieur et cela pour les raisons suivantes :

- Diminuer la différentielle de pression sur la vanne de fond ;
- Diminuer la pression au niveau réservoir, (éviter l'éboulement des parois et la migration des particules fines) ;
- Ralentir le démarrage du puits pour minimiser le choc sur les équipements ;
- Éviter l'écrasement de la garniture pendant la descente dans les cas des puits profonds ; - Tester le BHA.

f) Calcul de pression d'Azote à appliquer en tête :

Après le calcul du tampon et si la valeur calculée est importante, on doit utiliser l'Azote comme tampon dans le string tout en gardant une hauteur d'eau minimale suffisante pour la protection de la garniture contre l'écrasement. Pour calculer la pression d'Azote à appliquer en tête on utilise les abaques des gradients d'Azote ou des applications sur ordinateur.

Exemple de tampon (Eau + Azote) :

-Dans cet exemple on a travaillé par une différentielle de pression sur la vanne égale à 2500 psi soit (8000 –5500 psi).

-La différence de pression pour protéger le réservoir 1600 psi soit (7200 –5600 psi). -78% contre pression sur le réservoir avant de purger l' Azote (5600/7200 psi), qui est la somme de pression d' Azote + hydrostatique d' Eau + hydrostatique Boue sous-packer. - 11% contre pression après la purge d' Azote (800/7200 psi), qui est la somme de hydrostatique d' Eau + hydrostatique

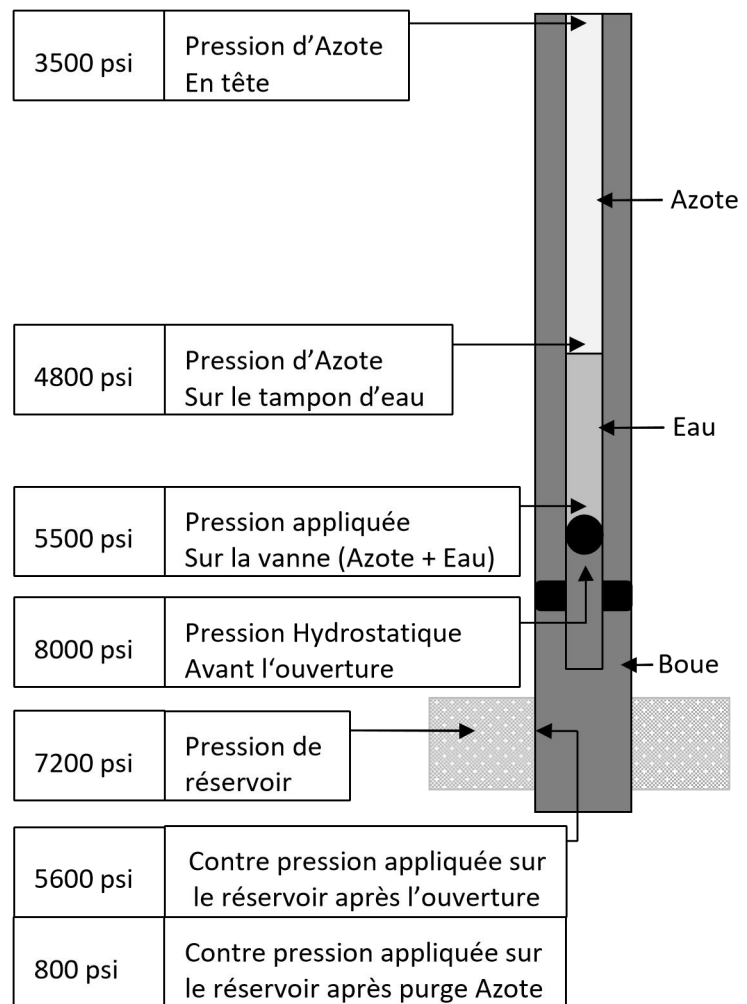


FIGURE II. 16:EXEMPLE TAMPON (EAU + AZOTE)

Boue sous-packer

L'objectif principal du DST est de mettre la zone d'intérêt en état de production.

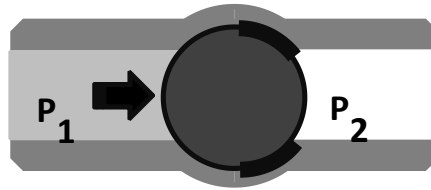
La garniture utilisée ne doit pas être descendue totalement vide, un tampon est toujours ajouté à l'intérieur et cela pour les raisons suivantes :

- Diminuer la différentielle de pression sur la vanne de fond ;
- Diminuer la pression au niveau réservoir, (éviter l'éboulement des parois et la migration des particules fines) ;
- Ralentir le démarrage du puits pour minimiser le choc sur les équipements ;
- Éviter l'écrasement de la garniture pendant la descente dans les cas des puits profonds ; - Tester le BHA.

e.1 Calcul du tampon pour assurer le fonctionnement de la vanne de fond :

Les vannes dans l'industrie sont caractérisées par une différentielle de pression maximale (ΔP entre les deux faces de la vanne) .

Si cette pression est dépassée la vanne ne fonctionne pas ou sera endommagée à cause des frottements entre l'opercule ou le poinçon et le corps de la vanne.



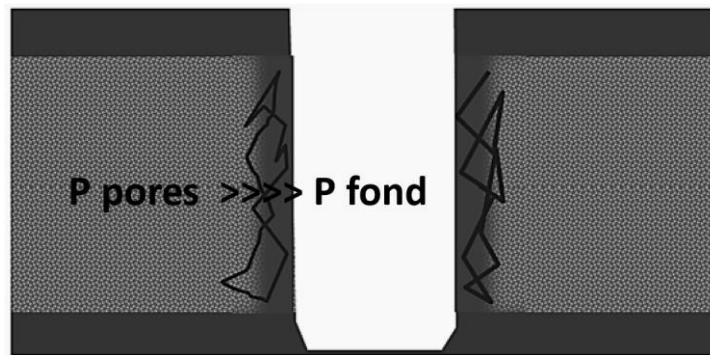
Après la descente du
au-dessous de la vanne

pression hydrostatique, cette pression hydrostatique reste piégée en dessous de la vanne après l'ancrage du packer. Donc ce cas la différence de pression sur la vanne de fond sera :

$$\text{Différence de pression} = \text{Pression hydrostatique} - \text{Pression atmosphérique}$$

Si cette valeur est supérieure à la différentielle maximale de la vanne un tampon doit être ajouté pour assurer son fonctionnement tel que :

Pression
Tampon
Pression



du
=

$$\text{hydrostatique} - \text{Différentielle de la vanne}$$

e.2 Calcul du tampon pour prévenir l'éboulement des parois de l'open hole :

Dans les tests en Barefoot, au moment de la première ouverture et si le tampon est insuffisant pour protéger la formation l'éboulement des parois sera causé par la différence de pression entre les pressions des pores de la formation et le fond du puits.

Pour que la formation résiste au moment de l'ouverture cette différence de pression doit être inférieure aux contraintes de la matrice.

Pression des pores – Pression de fond << Contraintes de la matrice Les contraintes de la matrice sont obtenues par :

$$\text{Gradient de fracturation} \times \text{cote de la formation} - \text{Pression des pores}$$

Remarque : Les tests Barefoot sont déconseillés pour les réservoirs friables ou non consolidés.

L'estimation du tampon n'est pas fiable pour ce type de réservoirs.

e.3 Calcul du tampon d'eau pour protéger la garniture contre l'écrasement :

Pendant la descente du train de test, la garniture est exposée à la pression hydrostatique de la boue. Dans le cas des puits profonds, cette pression sera importante et peut provoquer l'écrasement de la garniture. Pour protéger la garniture,

on doit calculer la pression hydrostatique au bottom de chaque équipement en rajoutant la pression à appliquer dans l'annulaire pendant le test et la comparer avec la pression d'écrasement de l'équipement.

La pression d'écrasement ne doit pas être dépassée durant tout le test.

Avant chaque opération DST, l'ingénieur établit un programme de test, qui doit être rédigé suivant le format standard de l'entreprise.

Ce programme réunit et organise toutes les données nécessaires à la conception puis à la réalisation de l'opération, il contient aussi toutes les consignes à suivre durant le test. Il est établi en se basant sur les informations collectées de la zone d'intérêt, la disponibilité en équipement de test, l'état du puits et l'appareil du forage.

Un programme de test comprend généralement les points suivants :

- Objectifs du test ;
- Données sur le puits et la zone à tester ;
- Données sur les équipements de test fond et surface ;
- Déroulement de toutes les opérations et les consignes à suivre ; - Plan des ouvertures en débit, remontées de pression et l'échantillonnage ;
- Calcul du tampon et de la contre-pression appliquée sur le réservoir.

II.3.3.6 Design des essais de puits : A)

Installation de surface :

L'analyse nodale a longtemps été la méthode établie pour évaluer la performance du puits. Elle est essentielle pour comprendre le comportement, non seulement du puits, mais tout le système (puits + installation de surface). Elle permet de créer des courbes in-flow et outflow au niveau de n'importe quel point dans le système. L'analyse de sensibilité peut être effectuée sur la base des différents variables de la production (débit, pression, température, fluides ...) ou des variables liées aux équipements (diamètres, longueurs, rugosité ...). En plus de l'analyse nodale, les logiciels de simulation des installations des essais des puits (ex : PIPESIM, Architect, ...) offrent une variété d'autres tâches de simulation, ils nous permettent de prévoir : les vitesses d'écoulement, les débits d'érosion, les pressions et les températures, la pression partielle de l'H₂S, le rayonnement de la chaleur et du bruit, le débit critique et la formation des hydrates etc. ...

Donc l'utilisation de ces logiciels, qui est requise surtout dans les puits présentant des conditions hostiles ou les puits HP/HT, a pour but de renforcer la sécurité et améliorer la qualité des données produites.

B) Périodes des ouvertures et fermetures :

L'interprétation des essais de puits est effectuée sur les données qui ont été acquises.

Afin d'optimiser un test de puits, on peut utiliser les capacités de modélisation d'un logiciel d'interprétation pour exécuter une conception de l'essai, soit simuler la

réponse d'un essai de puits à partir d'une gamme de paramètres que nous attendons. Il est alors possible d'avoir différents scénarii et les adapter aux différentes contraintes et aux objectifs de l'essai. L'évaluation des résultats est également nécessaire pour s'assurer que le programme de durées des ouvertures et des fermetures a atteint les objectifs tracés et éviter des dépenses inutiles. Voici une liste non exhaustive des paramètres qui peuvent être déterminés dans un essai de puits : l'existence d'une faille, perméabilité, Skin etc....

II.3.3.7 Préparations avant l'opération DST :

À l'issue de design et programme de test des préparations doivent être prises en considération pour assurer le bon déroulement de l'opération. **A) Mise en condition du puits :**

A).1 Scrappage :

Les résidus du ciment et les dépôts sur le casing peuvent endommager les équipements de test et saborder le mécanisme du packer. La réussite de l'ancrage du packer nécessite un bon scrappage surtout au niveau de la zone d'ancrage. **A).2**

Circulation au fond :

La circulation et l'homogénéisation de la boue est une étape essentielle avant la descente du train de test, un annulaire non homogène joue un rôle négatif dans la transmissibilité de la pression durant la manipulation des vanne du fond. D'autre part, la décantation peut boucher l'intérieur de la garniture et empêcher la réussite de l'opération.

A).3 Test BOP :

Il est obligatoire de faire un test BOP avant chaque DST pour les raisons de sécurité et pour assurer que les pipe-rams tiennent bien la pression durant le test. **B)**

Préparations pour l'opération de perforation :

B).1 Log de corrélation :

Les intervalles à perforer sont décidés sur la base d'interprétation de certains logs de l'open hole, et sont donc précisés dans le programme de perforation comme logs de référence. Si un GR n'est pas disponible pour être descendu avec les canons de perforation, le superviseur de test doit s'assurer que le log de cimentation est en cote avec le log de référence avant son utilisation.

Remarque : Pendant l'opération de perforation au TCP, nous serons dans certains puits obligés d'utiliser le log de la phase précédente pour la corrélation à cause de la position de la source radioactive. Si ce log n'est pas en cote ou impossible à caler avec le log de référence précisé dans le programme de perforation. Il est impératif d'établir un log de corrélation qui doit couvrir les intervalles de perforation et l'intervalle de corrélation.

B).2 Conditionnement de la boue :

On a déjà abordé l'étape de vérification de la densité de la boue et la décision de leur changement si elle est différente à celle qui a été utilisée pendant le forage de la zone à tester ([voir paragraphe II.3.3.5.c](#)), donc la tâche du superviseur de test sur site est

d'assurer la réalisation de cette consigne avant l'opération de perforation. **B).3**

Scrappage, circulation et test BOP :

Les mêmes étapes mentionnées dans la mise en condition du puits pour l'opération DST sont obligatoires avant l'opération de perforation.

Si la descente du train de test est programmée directement après l'opération de perforation il n'y a pas une nécessité de refaire ces préparations avant le DST. **B).4**

Gestion du temps et Logistique :

Le superviseur du test doit planifier toutes les préparations précédentes dans les délais et suivant le timing de l'escorte. Les capacités d'hébergement du camp du chantier sont généralement saturées durant l'opération de perforation à cause du personnel de l'escorte qui accompagne le transport des explosifs dont le nombre peut dépasser la quarantaine de personnes. Pour cette raison, le superviseur de test doit communiquer avec le superviseur forage pour préparer la prise en charge de cet effectif. **C)**

Vérification de la qualité de cimentation :

On a vu l'importance de la vérification de la qualité de cimentation bien avant l'établissement du programme de test (voir paragraphe 1.3.2), le superviseur du test doit s'assurer lui-même et sur chantier et revoir les logs de cimentation dans les zones à perforer et au droit de la cote d'ancrage et du top liner. En cas d'anomalie, il doit informer la base avant de commencer les opérations de perforation et de testing.

D) Préparation de la garniture de test :

a) Restriction minimale :

Lors de la sélection de la garniture (tiges de forage, masse-tiges, extension, tubing...) utilisée dans le DST on doit faire attention à la restriction minimale, qui doit permettre le passage de tous les outils qui peuvent être utilisés durant les opérations prévues (Slickline, Coiled tubing, PLT).

b) Masse-tiges (Drill collars) :

Pour éviter les attentes sur site, il faut s'assurer que le nombre de masse-tiges est suffisant pour l'ancrage du packer. La quantité de masse-tiges nécessaire est communiquée par la société de service chargée des opérations de fond.

c) Tiges de forage (Drill pipes) :

Leur sélection se fait en se basant sur les points suivants :

Les tiges doivent supporter la traction due au poids de la garniture avec le tirage maximal pour le désancrage du packer.

- Les tiges doivent résister à l'écrasement.
- En cas du tampon d'Azote les tiges à gros diamètres (5" , 5" ½...) doivent être minimisées au maximum possible pour économiser le volume d'Azote consommé.
- Les tiges placées au-dessous du Sleep joint doivent résister au flambage.

D) Résistance à la traction : Chaque type de tiges de forage (ou tubing) est caractérisé par sa limite élastique à la traction. La distribution des contraintes de traction appliquée sur la garniture est linéaire pour chaque section (fig.II.16)

On doit calculer le poids exercé sur la première longueur de chaque section en ajoutant le tirage maximal qui peut être atteint pendant le désancrage et s'assurer qu'on est en dessous de cette limite. Ce calcul se fait en prenant le cas le plus défavorable mais sans tenir compte du coefficient de flottabilité de la boue (Abaissement du niveau de la boue dans l'annulaire suite au désancrage accidentel du packer).

- La première longueur de la section (1) doit résister au poids total de la garniture + le tirage maximal atteint lors du désancrage.
- La première longueur de la section (2) doit résister au poids de la section (2) et (3) + le tirage maximal atteint lors de désancrage.
- La première longueur de la section (3) doit résister au poids de la section(3) + le tirage maximal atteint lors du désancrage.

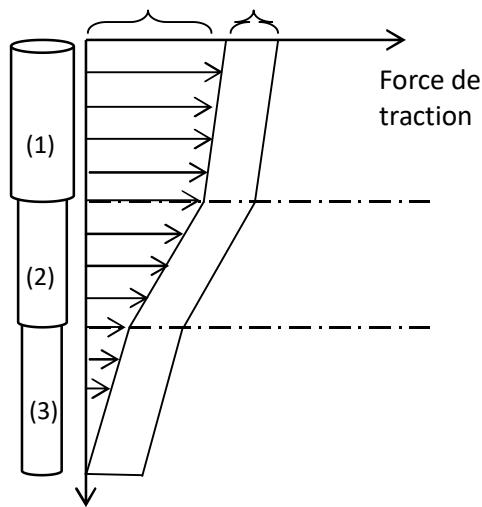
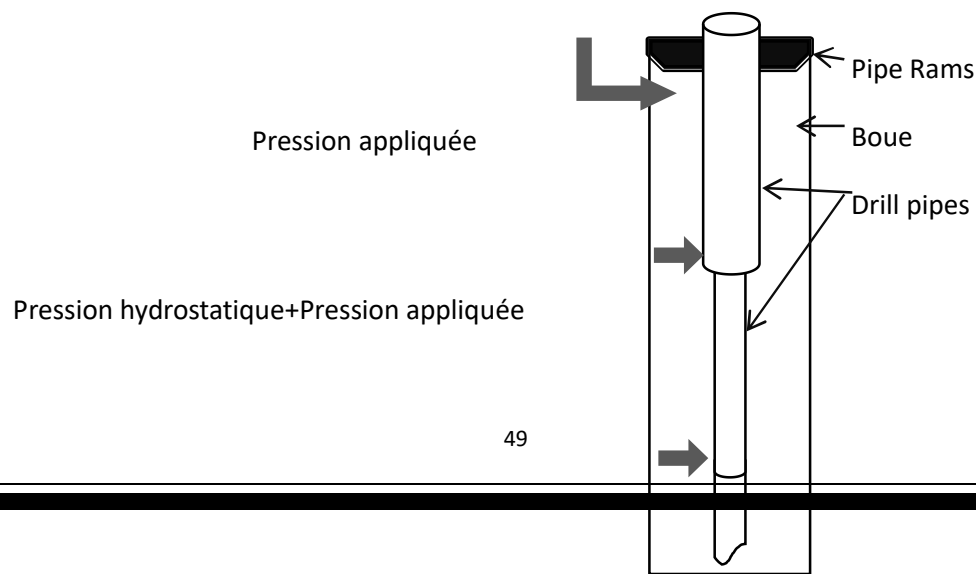


FIGURE 17: RÉSISTANCE À LA TRACTION

II) Résistance à l'écrasement: Les tiges de forage (ou tubing) sont également caractérisées par une limite d'écrasement. Le calcul des pressions exercées doit être établi au bas de chaque section des tiges, on supposant que l'intérieur est totalement vide et en ajoutant la pression maximale qui peut être appliquée pendant l'opération DST (fig. II. 17). Si dans tous les cas les tiges disponibles ne résistent pas à l'écrasement, le tampon d'eau doit être majoré de façon à diminuer la différentielle de pression sur les tiges même après la purge d'Azote, et encours de l'ouverture. On doit toujours garder une pression à l'intérieur de la garniture pour maintenir cette valeur de différentielle minimale.



Pression hydrostatique+Pression appliquée

FIGURE 18: RÉSISTANCE À L'ÉCRASEMENT

d) Tubing :

En cas d'utilisation de tubings (comme tubulaire du DST), d'autres préparations doivent être prises en considération en plus des préparations mentionnées précédemment :

- Vérification des paramètres suivants : nuance du métal du tubing, poids nominal et le type de filetage (Vam, New-Vam, Buttres, Pac).
- Vérification de la présence de matériels suivants : Cross-over convenables au filetage dans les différents joints de la garniture, les clés automatiques de serrage du tubing, les cales et les élévateurs convenables au tubing.
- Contrôle de la passerelle du tubing dans l'appareil de forage.
- Calibrage du tubing en surface. **E) Equipements sur site :**

Pour éviter les attentes le superviseur doit informer la base de tout équipement manquant sur site. Il doit confirmer la présence des réductions : flow head –drillpipes, ligne de torche –ligne sortie de séparateur et ligne de retour sur bac –rig manifold. Doit aussi vérifier le volume d'Azote dans l'unité d'Azote à sa réception et s'assurer qu'il est suffisant pour avoir la pression requise en tête pour le tampon.

F) Vérifications des pressions à appliquer :

Le superviseur de test doit se réunir avec le superviseur des opérations de fond et vérifier toutes les pressions à appliquer pendant le test et s'assurer qu'elles soient inférieures à

- La Pression de test Top Liner (si la densité de la boue a été changée on tiendra compte de la nouvelle densité de la boue).
- Limites d'éclatement des casings en ajoutant l'hydrostatique de la boue (on peut majorer la résistance à l'éclatement en fonction de la qualité de cimentation).

II.3.3.8 Exécution de l'opération DST :

Après les deux étapes de programmation et préparation pour le test, nous arrivons à l'exécution de l'opération qui comprend la descente du train du test, l'ouverture du puits et l'évaluation, puis la circulation inverse (reprise du puits). Ces opérations sont potentiellement risquées et demandent une bonne coordination et bonne communication entre toutes les équipes sur site. **A) Responsabilités et tâches :**

Nous allons aborder dans ce sous-titre certaines tâches et prérogatives de différents responsables sur site, et cela pour mieux comprendre les grandes lignes de la distribution des responsabilités pendant le job :

1)Superviseur HSE du chantier forage :

- Instruire le personnel pour observer les consignes de sécurité à leur arrivée sur site ;
- Assurer l'établissement des permis de travail et l'exécution des safety meetings ; -
- Superviser les opérations et s'assurer de leur conformité aux normes de sécurité.

N.B : La sécurité est la responsabilité de tous, un simple ouvrier a l' obligation de demander l' arrêt de n' importe quelle opération si elle présente un risque pour le personnel et les équipements.

2)Superviseur de test (Sonatrach) :

- Conduire le test et communiquer le programme technique et les consignes des opérations durant les pré-jobs meetings et les safety meetings avec le personnel ; -
- Coordonner entre les différentes sociétés sur site pendant le job ;
- Superviser les opérations et assurer leur conformité aux normes de sécurité ;
- Communiquer les consignes de travail et, en particulier, les consignes de sécurité qui doivent être discutées avec le superviseur forage (Sonatrach) avant de les communiquer au personnel ;
- Prévoir les différents équipes et équipements en fonction de différents scénarii ;
- Communiquer les rapports de test, les situations, les job-logs et les data à la base ;
- Solliciter les responsables du Département Evaluation pour les suites programmes et les décisions.

3)Superviseur de forage (Sonatrach) :

- Préparer et signer les permis de travail avec le superviseur HSE ;
- Superviser les opérations et assurer leur conformité aux normes de sécurité ; -
- Orienter et collaborer dans l'établissement des consignes de travail durant le test ;
- Assurer la prise en charge du personnel chargé de la réalisation du test.

4)Superviseurs des compagnies de service chargées du test :

- Préparer et signer les permis de travail avec le superviseur HSE ;
- Assurer la conformité des opérations de test aux normes de sécurité ;
- Assurer la présence et le bon fonctionnement des équipements de test ;
- Exécuter le programme du test et les suites programme communiquées par le superviseur de test ;
- Préparer les consignes de travail en collaboration avec le superviseur de test ;
- Exécuter les consignes de travail.

5)Chef chantier forage /adjoint :

- Assurer la conformité des opérations de test aux normes de sécurité ;
- Assurer la présence et le bon fonctionnement des équipements de l' appareil de forage nécessaires pour le test ;

- Exécuter le programme du test et les suites programmes communiquées par le superviseur de test ;
- Orienter et collaborer dans l'établissement des consignes de travail durant le test ; - Assurer l'exécution des consignes de travail par le personnel du chantier forage.

6)Mud ingénieur et Chef cabine Mud Logging:

- Exécuter le programme du test et les suites programme communiquées par le superviseur de test ;
- Orienter et collaborer dans l'établissement des consignes de travail durant le test ;
- Assurer l'exécution des consignes de travail relevant de sa responsabilité ;
- Exécuter les tests chimiques, la chromatographie des gaz et autres tests à la demande du superviseur de test.

B) Etablissement du schéma de la garniture de test (Diagram String) :

Avant la descente du train de test, le superviseur DST de la compagnie de service établit le schéma de la garniture de test, les quantités et les types des drill-pipes (ou tubing), drill collars, et extension à utiliser (déjà préparés), il va donc juste préciser les cotes suivant le pipestally et la cote d'ancrage donnée par le superviseur de test.

Ce schéma de la garniture doit être attaché avec la consigne de descente (voir paragraphe 3.3.2) et distribué en plusieurs copies au :

- Superviseur sonatrach de test ; - Superviseur sonatrach forage ;
- Chef chantier forage ;
- Chef de poste ;
- Mud ingénieur ;
- Chef cabine Mud Logging ;
- Superviseurs de différentes sociétés de service chargées du test ;

1)Cote d' ancrage:

L' endroit d' ancrage du packer est déjà décidé et mentionné dans le programme du test. Sur la base du log CBL-CCL, il reste au superviseur de test à choisir une cote précise de l' ancrage, en tenant compte des critères suivants :

- Garder une distance minimum de 40 m entre le top des perforations et l' extrémité de la garniture (en cas de PLT, cette distance sera utile pour l' enregistrement)
- Ancrer dans un endroit bien cimenté ;
- Eviter l' ancrage en face des joints du casing ;
- Tenir compte de la différence entre la cote sondeur et celle du logging ;
- S' il n' y a pas d' extension au-dessous du packer dans le programme de test, ajouter si possible une simple ou une longueur comme extension pour la vérification de la vanne au Slickline (éviter ainsi de sortir de l' extension)
- Eviter les pup-joints dans la mesure du possible

2)Vérification du schéma de la garniture de test:

Après l'établissement du schéma de la garniture de test le superviseur doit vérifier en particulier les paramètres suivant :

- Les diamètres intérieurs et extérieurs de tous les outils et connexions (ID, OD) ;
- Les longueurs et les cotes (lengths, depths) ;
- La hauteur du tampon d'eau et à quelle longueur du drill-pipe doit-on arrêter le remplissage.

C) Descente train DST:

1)Tests en pression des outils DST avant montage :

Parfois après le transport des outils DST, le superviseur de la compagnie de service aura besoin de les retester en pression sur site. Dans ce cas et avant d'entamer ces tests, il doit informer les responsables sur site ainsi que le superviseur HSE, baliser l'aire définie pour effectuer les tests, la faire évacuer et mettre en place des panneaux de sécurité.

2)Programmation des enregistreurs des pressions et températures :

La programmation des enregistreurs de fond se fait avant la descente et sont programmés pour enregistrer toutes les 10 secondes la pression de l'intérieur(en psi), température (en °C) et le temps (en date, heure, minute et second). Au minimum 03 gauges tubing à descendre pour chaque test (les résultats de deux gauges à communiquer pour le superviseur de test, l'autre considérée comme un back-up pour la compagnie de service). Le superviseur doit confirmer que les enregistreurs résistent aux conditions de fond (pression et température).

3)Consignes de la descente du train DST :

Avant la descente, le superviseur organise un pré-job meeting pour expliquer toutes les consignes de descente aux parties concernées. Des permis de travail doit être réalisés pour le montage, la descente et les tests du DST BHA.

Les consignes de la descente diffèrent d'un test à un autre suivant la garniture du DST. Nous allons décrire les consignes et les recommandations générales pour un test typique :

- Blocage de la table de rotation durant la descente du DST string ;
- Montage du BHA suivant le schéma du string en présence du tester man ;
- Calibrage de toute la garniture durant la descente avec un calibre convenable (un calibre de 2" au minimum pour les tiges 3"½, 5", 5"½, les drill-collars 4"¾ et les tubings 2"7/8 et un calibre de 1" au minimum pour les tiges 2"3/8 et les drillcollars 3"1/8) ;
- Vitesse de descente lente et mentionnée dans les consignes suivant le tester man ;
- Remplissage BHA avec de l'eau et test à 5000 psi (7000 psi pour les puits profond) en présence du tester man et superviseur du test ;

- Remplissage avec tampon d'eau suivant le programme du test ;
- Une fois le remplissage terminé refaire un autre test en pression du string ;
- Vérifier les niveaux des bacs à boue (le volume de retour de boue durant la descente = Volume extérieur) ;
- Eviter les arrêts brusques
- Réduire la vitesse une fois arrivé au top liner ;
- En cas d'encrage accidentel du Packer, appeler le tester man. Les instructions à suivre en cas d'ancrage du Packer accidentellement doit être mentionnées dans les consignes ;
- Les pup-joint doit être toujours montés au-dessous d'une longueur DP ;
- Montage équipements de surface (Flow Head + Coflexips + Choke Manifold) ;
- Test équipement de surface, les pressions de test des équipements de surface doivent être mentionnées ;
- Ancrage Packer et test en pression à 300 psi.

Recommandations :

- Avant d'ajouter un DP, le dernier mouvement doit être vers le bas ;
- Mettre les cales seulement lorsque la garniture est arrêtée ;
- Mettre un couvercle sur la garniture dès la pose de la cale ;
- Graisser juste la partie mâle (PIN) et ne jamais graisser la partie femelle (BOX) ; - Maintenir la Gray valve équipée de la connexion adéquate ; - Une fois arrivée à la cote, placer la Gray valve.
- Avant le montage des équipements de surface vérifier la cote atteinte.
- Le spécialiste DST doit toujours s'assurer que la tête de levage (lifting Sub) ne se dévisse pas pendant l'assemblage de la BHA.

D)Test des équipements de surface de well testing :

- Etablir un permis de travail et faire un safety meeting en balisant le périmètre du test ;
- Assurer la fermeture de la Master Valve de la flow head et la swab valve ;
- Avant de connecter le flexible du pompage avec la kill-line de la flow head, nettoyer

(flasher) les stands pipes avec de l' eau ;

- Connecter le flexible et commencer à flasher les équipements de surface vers torche

;

- Monter le bouchon de la ligne de torche et tester en pression à 500 psi ;
- Purger la pression, enlever le bouchon et retester en pression à 1000 psi contre le manifold d'huile (où by-pass séparateur pour les séparateurs à manifold d'huile intégré).
- Si le test ok, fermer les vannes Down Stream du chock manifold et purger la pression de la ligne de séparateur vers torche, tester contre ces vannes à 3000 psi (pour les puits HP/HT ou les puits à conditions hostiles cette partie sera tester jusqu' à 5000 psi) ;
- Fermer les vannes Up Stream du chock manifold et purger la pression vers torche, tester contre ces vannes à une pression égale à la pression de test des pipe-rams de BOP ;
- Utiliser la pompe sprag ou la pompe de cimentation pour les pressions qui ne peuvent être atteintes par la pompe de forage, tout en isolant le flexible de pompage qu' est monté sur la flow head par la fermeture de la kill valve (deuxième en plus de check valve de la flow head).

Recommandations :

- Exiger la présence d' un agent de la compagnie de service au plancher forage pendant l' application des pressions pour la bonne communication ;
- Augmenter la pression progressivement durant les tests et surtout les tests de ligne de torche et la ligne de séparateur car la pression max de cette dernière est de 1440 psi

;

- Ne jamais remédier à une fuite dans une ligne sous-pression ;
- Tous les raccords doivent être attachés par les câbles de sécurité ; - A la fin des tests vérifier que la duse ajustable est en bon état. **E)Ancrage du Packer :**

L' ancrage du packer se déroule suivant les instructions du tester man, les packers fréquemment utilisés dans les trains DST sont des packers mécaniques avec ancrage par rotation, les instructions d' ancrage de ce type (fig. II.18) sont :

- Noter le poids Up et repérer sur la garniture, à l' aide d' une craie, la position d' ancrage (1) ;
- Noter le poids Down de la garniture (2) ;
- Remonter la garniture jusqu'à atteindre le repère (3) et mettre la cale ;
- Poser entièrement le poids de la garniture (4) et débloquent la table de rotation ;
- Tourner la table de rotation x tours vers la droite ($x = \text{cote du packer} / 1000 \text{ m}$) ;
- Soulever et récupérer le poids initial juste pour dégager la cale (5) ;
- Descendre la garniture pour poser le poids de la partie dessous du slip joint (6) ;

- Fermer la moitié de la course du slip joint (6) et noter le nouveau poids, il sera le poids initial durant la descente XX le poids de la BHA (tous ce qui est au dessous du slip joint) ;
- Fermer les pipes rams et tester l' annulaire à 300 psi (7) pour 10 min.

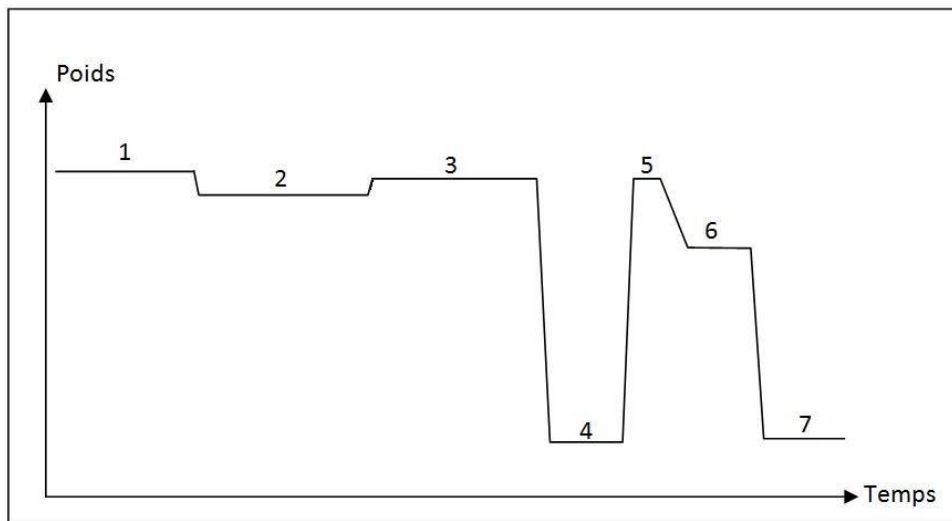


FIGURE 19: ANCRAGE DU PACKER MECANIQUE PAR ROTATION

F) Montage du Slickline :

A l' arrivée de l' unité Slickline sur site le superviseur doit vérifier que :

- Le diamètre du train Slickline doit être inférieur au calibre utilisé durant la descente;
- Le nombre de barres de charge est suffisant pour la descente vis-à-vis la pression à l' intérieur ;

Avant le montage du Slickline, les équipements de surface sont déjà testés et le packer ancré. A la fin du montage du Slickline, fermer la master valve, ouvrir la swab valve et tester le SAS Slickline à la même pression à laquelle on a testé les vannes Up Stream . Après le test du Slickline ouvrir le chock manifold vers torche pour évacuer l' eau de test.

Pour être sûre de la cote du Slickline lors de la vérification de la vanne et les mesures des gradients... , il est impératif de prendre une cote de référence en topant la vanne de fond avant l' ouverture (ou pendant un build up si le montage a été faite après l' ouverture).

Recommandations pour l' utilisation du Slickline :

- Ne jamais "manipuler" (purger ou pomper) l' annulaire si le Slickline est à l' intérieur de la garniture, sauf dans des cas extrêmes par exemple : pression dans l' annulaire augmente et atteinte leur seuil maximale à ne pas dépasser à cause de la production.
- Verrouiller la vanne de fond ouverte si on veut utiliser le Slickline pour une longue durée (exemple : gradient dans une extension de plus de 100 m).

- Ne jamais descendre le Slickline au-dessous de l'extrémité de la garniture, sauf s'il y a une décision de la base HMD.
- Il est préférable de drifter l'intérieur par le gauge-cutter avant de descendre des gauges de pression, des outils PLT, ou d'autre outil d'enregistrement ou d'intervention.

G)Montage unité d'Azote et pompage d'Azote :

Durant le pompage du tampon d'Azote l'unité sera connectée directement à la kill line de la Flow Head à l'aide des Chiksans pour pouvoir pressuriser l'intérieur jusqu'à la pression voulue en tête. Durant les opérations on doit tenir compte des points suivants :

- Un permis de travail et un safety meeting avec le personnel concerné par l'opération doivent être réalisés ;
- Il faut faire attention au câble de Slickline pendant les opérations de levage.
- L'aire de test doit être évacuée et balisée.
- Tester la ligne d'Azote à 5000 psi au minimum.
- Le pompage de l'Azote ne doit pas s'exécuter pendant la nuit.
- Durant le pompage les pipe-rams sont ouverts et l'observation de la WHPAzote et le retour au niveau de trip tank doit être permanente.
- Si vous constatez un retour de boue important, arrêter le pompage et observer la WHPAzote. Si le retour s'arrête continuer le pompage, sinon informer la base de la situation pour avoir une décision.
- Une fois la pression voulue en tête est atteinte, arrêter le pompage, si la pression est stable et pas de retour dans le trip tank, purger la ligne d'Azote et démonter l'unité d'Azote.

H) Consignes de sécurité avant l'ouverture :

Avant l'ouverture du puits, établir un permis de travail et réaliser un Safety meeting en présence de tout le personnel opérationnel dans le Rig (préparer cette réunion en collaboration avec les superviseurs testing, le superviseur forage, le chef de chantier, le Mud Engineer et le chef cabine mud logging) .Ce meeting devra porter sur les points suivants :

- Description des opérations à réaliser ;
- Systèmes d'urgence : BOP' s, fermeture à distance de la vanne ESD de production ;
- Modalités de fonctionnement de la vanne de fond ;
- Dangers d'incendies (localiser les extincteurs) et dangers liés à la pression ;
- Interdiction d'utiliser les téléphones mobiles à l'intérieur du périmètre de sécurité ;
 - Précautions générales (défense de fumer, de souder, de procéder à la manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité) ;
- Restrictions des mouvements d'engins et du personnel et délimitation des zones à risque
- Distribution des tâches (désigner les personnes pour l'allumage de la torche et la manipulation dans le Rig manifold).

Recommandations à l'ouverture du puits :

- Préparation du circuit de la boue en collaboration avec le chef de poste ;
- Tester les deux pompes de forage par la vérification de retour dans le Mud Box ;
- Le superviseur DST de la compagnie de service doit utiliser le manomètre monté au niveau du Rig manifold durant le pompage en observant les autres manomètres au niveau du plancher forage ;
- Connecter le Barton pour la lecture continue de la pression de l'annulaire ;
- Assurer la bonne communication avec le chef de poste durant le pompage ;
- S'il n'y a pas de tampon d'Azote allumer la torche avant l'ouverture et préparer un seau Bidon rempli d'eau pour l'observation de souffle (voir paragraphe II.3.3.9.A).

II.3.3.9 Ouverture puits en débit :

A) Observation des indications d'ouverture:

La méthode de l'observation de l'indication de l'ouverture diffère d'un test à un autre et en fonction de la nature du tampon utilisé.

a) Test avec tampon d'Azote : Au moment de l'ouverture le superviseur doit se concentrer sur le monomètre de la pression d'Azote et tout changement ou perturbation de pression. Que l'indication de l'ouverture soit positive ou négative le superviseur ne doit en aucun cas commencer à purger l'Azote vers torche pendant la période du pré-débit, sauf si la pression en tête augmente et approche de la pression de test Up Stream.

Si durant le Prédébit la pression en tête augmente, purger la différence après avoir fermé pour pression vierge afin d'avoir une bonne observation à l'ouverture en débit.

b) Test sans tampon d'Azote : l'équipe doit préparer un Bidon rempli d'eau et le mettre au niveau du sampling point du chock manifold (fig.19). Les vannes Down Stream doivent être maintenues fermées pour observer le souffle et la pression. On a quatre états de souffle : bullage, faible, moyen et fort. Le souffle fort nécessite l'ouverture vers torche.

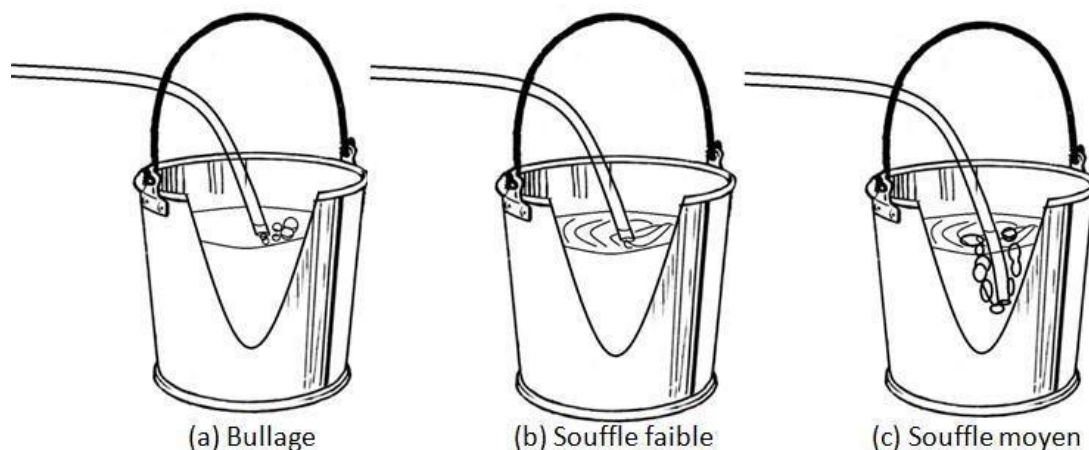


FIGURE 20:SCHEMA REPRESENTE TROIS ETATS DU SOUFFLE.

FIGURE 21:PRODUCTION PAR BOUCHONSFIGURE 22:SCHEMA REPRESENTE TROIS ETATS DU SOUFFLE.

N.B : Dans le cas d'une indication d'ouverture négative durant le pré-débit, le superviseur doit poursuivre les opérations suivant le programme et procéder à l'étape suivante qui est la pression vierge, et ne jamais essayer de faire d'autres tentatives pendant cette période.

B)Période du Clean Up:

a) En présence d'Azote : Après l'ouverture de la vanne de fond et si l'indication est clairement établie positive (augmentation de pression significative). Commencer à purger l'Azote progressivement sur duse ajustable (16/64" ...) vers torche et arrêter la purge à des paliers en observant la réaction du puits avant la purge complète de l'Azote.

Si l'indication n'est pas positive ou non significative et un doute subsiste sur la position de la vanne de fond (fermée ou ouverte ?), vérifier avec le Slickline et confirmer sa position de purger l'Azote.

b) En absence d'Azote : Dans le cas d'un souffle nul ou très faible, confirmer systématiquement l'ouverture de la vanne par la descente du Slickline après chaque ouverture.

Durant le Clean Up le superviseur doit tenir compte des points suivants :

- Commencer toujours par les duses les plus petites et augmenter progressivement vers les plus grandes. Communiquer les changements de duses à la base HMD et suivre le programme des duses mentionné dans le programme de test.
- Surveillance de la pression en tête et la pression de l'annulaire en continue.
- Si le puits a débité des hydrocarbures prendre une mesure du pourcentage de H₂S. Si elle dépasse 10 ppm, fermer le puits en surface et informer immédiatement la base HMD.
- Pour l'allumage de la torche il est impératif de fermer le puits au niveau de chock manifold, d'informer le superviseur HSE et d'utiliser le détecteur des gaz.
- En cas de souffle vérifier leur nature (air ou gaz) en utilisant le chromatographe ou le détecteur des gaz.
- En cas de production, prendre les mesures de BSW chaque 15 min et à chaque changement de nature des fluides. **C)Comptage sur séparateur :**

Le puits étant bien nettoyé (BSW inférieur à 1% sédiment) et avant d'entamer le comptage sur séparateur, s'assurer que les conditions critiques sont respectées.

Pression aval duse / Pression amont duse < 66% pour l'huile Pression
aval duse / Pression amont duse < 50% pour le gaz. L'objectif du
comptage dépend de la nature des fluides produits :

- a) Production stable des hydrocarbures :** si la pression en tête est stabilisée, passer sur séparateur et évaluer les débits des fluides, pour que le comptage soit représentatif la différentielle doit être stable.
- b) Production par bouchon d'huile (ou condensât) :** le passage sur séparateur dans ce cas a pour but de compter le débit d'huile moyen et si possible d'estimer le débit du gaz en cas des paliers de stabilisation entre les bouchons (fig.20).
- c) Production de gaz et d'eau :** On passe sur séparateur pour estimer le débit du gaz en cas de paliers de stabilisation et comptage de débit moyen d'eau (fig.23).
- d) Production d'eau salée :** Pas de comptage sur séparateur.

N.B : Pour les deux cas B et C, on fait attention aux risques sur l'orifice, s'il y a des changements importants de la pression de séparateur on évite de descendre l'orifice.

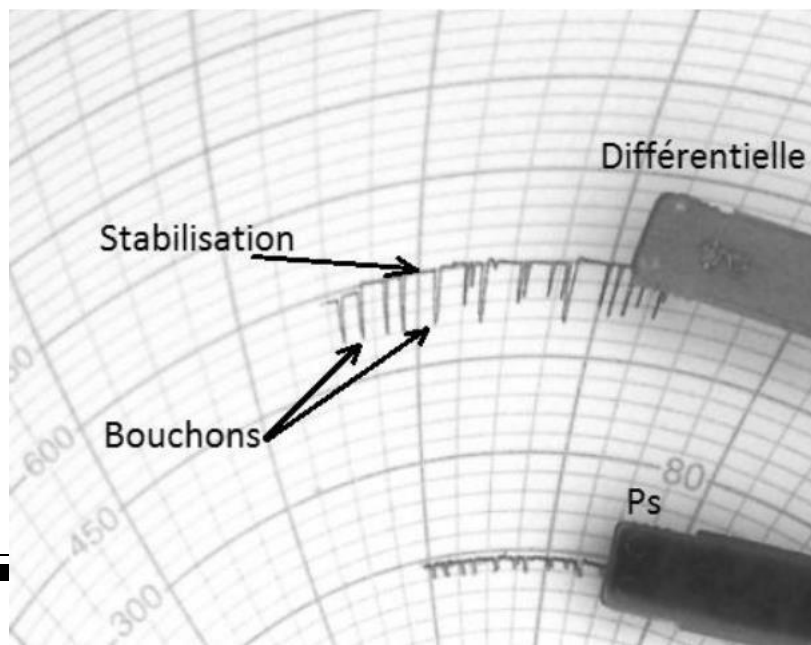


FIGURE 23: PRODUCTION PAR BOUCHONS

Durant le comptage sur séparateur le superviseur doit tenir compte des points suivants:

- Vérifier visuellement les diamètres des duse fixes utilisées et des orifices descendus;
- Vérifier que les cellules de mesure utilisées dans le séparateur correspondent à la charte installée ;
- Lire les mesures et exécuter les calculs en parallèle avec la compagnie de services ;
- Assurer la lecture des niveaux du liquide dans tous les compartiments du bac, même les compartiments isolés (vous pouvez utiliser un seul compartiment en cas de faible débit) ;
- Vérifier la présence des liquides durant le comptage ;
- Dans le cas d'une production par bouchons, rétablir le niveau liquide initial dans le séparateur avant chaque lecture.

D) Gradient de pression :

S'il n'y a pas de production en surface, on fait un gradient de pression en vue localiser le niveau statique du liquide à l'intérieur des tiges, estimer leur vitesse d'avancement et éventuellement identifier les fluides produits, ce qui aide à la décision pour la suite de programme de test.

Le principe d'une opération gradient de pression est de descendre deux enregistreurs de pression (un enregistreur back up) avec le Slickline pour effectuer des lectures de pression à des paliers déterminés. On peut calculer les gradients de pression et les densités moyennes entre les paliers. Voir l'exemple suivant :

TABLEAU 6: EXEMPLE DE LES GRADIENTS DE PRESSION

N° Paliers	Profondeur (m)	Pression (psi)	Gradient de pression (psi/m)	La densité moyenne SG
	H	P	$\Delta P / \Delta H$	$\Delta P \times 10,2 / (\Delta H \times 14.5)$
1	4500	845	-	-
2	4400	667	1.78	1.25
3	4300	493	1.74	1.22
4	4200	318	1.75	1.23
5	4100	163	1.55	1.09

6	3900	20	0.72	0.50
7	3700	20	0.00	0.00
8	3300	18	0.01	0.00
9	2800	17	0.00	0.00
10	2500	17	0.00	0.00
11	1000	15	0.00	0.00
12	500	15	0.00	0.00

Le niveau statique entre 4100 et 3900 m, est localisé à :

$$4100 - [(163 - 20 \text{ psi}) \times 10,2 / (1,09 \times 14,5)] = 4008 \text{ m.}$$

Remarque :

- Les paliers doivent être décidés de façon à situer le niveau statique et à déterminer la nature des fluides produits;
- L'enregistrement des paliers se fait pendant en remontant ;
- Le Pas de lecture des gauges est de 5 second, le temps d'arrêt au premier palier est de 20 minutes et de 5 minutes pour les autres paliers. **E)Lifting et Clean out par le Coiled tubing :**

On fait appel à l'unité Coiled Tubing durant le test en cas de besoin d'évacuer par l'Azote les fluides ou sédiments présents à l'intérieur des tiges. En cas de sédiments légers il est préférable de commencer le nettoyage par l'eau (ou eau traitée).

a)Préparation pour l'opération de nettoyage par le Coiled tubing :

- Verrouiller la vanne de fond en position ouverte en vue lifter au-delà de sa cote ;
- Faire une dernière descente de Slickline en cas de besoin et le démonter ;
- Vérifier que l'espace soit suffisant pour les opérations de levage et montage de l'injecteur ;
- En cas de Top Drive, s'assurer que la distance entre le rail du Top Drive et le flow head est suffisante pour le montage de l'injecteur ;
- Préparer le circuit d'eau pour les tests en pression et communiquer avec la base la disponibilité ou/non de la pompe de test sur site ;
- A l'arrivée de l'unité d'Azote, vérifier le volume d'Azote à utiliser dans l'opération ;
- En cas de nettoyage par l'eau préparer la quantité suffisante.

b)Montage et test de l'unité Coiled Tubing :

- Monter l'unité Coiled tubing et tester l'ensemble injecteur + BOP contre la Swab valve ;

- Tester la ligne d'Azote et évacuer l'eau de test vers torche .Pendant ce déplacement la Master Valve doit être fermée ;

c)En cours d'opération :

- Suivre le programme communiqué par la base HMD concernant : les débits de pompage, les paliers d'arrêt de Coiled tubing et le volume du dernier bouchon d'Azote de Kick Off ;
- Vérifier le volume d'Azote dans la citerne durant le lifting pour la bonne gestion de l'opération ;
- Il est préférable de maintenir le débit de pompage constant durant le lifting pour pouvoir observer l'évolution de la pression de pompage (pression de circulation) et ainsi savoir si le puits est nettoyé ;
- Echantillonner tout fluide produit ou évacué durant le lifting

II.3.3.10 Remontée de pression :

Il est indispensable de noter ici, que le Build Up destiné à l'interprétation s'exécute directement à la suite d'un comptage à duse fixe et une pression en tête bien stabilisée, cela signifie qu' il ne faut jamais changer la duse (augmenter ou diminuer) à l'issue du comptage.

Après la fermeture garder une pression suffisante dans les tiges, comme contre pression sur la vanne, pour garantir la prochaine ouverture. **A)Vérification**

de la fermeture de la vanne de fond :

On utilise le Slickline pour la vérification des fermetures dans les cas suivantes : cas d'un souffle (nul, faible ou moyen) et en cas d'une production faible où on n'aura pas une grande chute de pression après la fermeture.

Si la production est forte, l'observation de l'évolution de la pression en tête après la fermeture nous indique la position de vanne. Il ne faut jamais hésiter à utiliser le Slickline en cas de doute pendant l'observation.

Durant les tentatives de la fermeture de la vanne de fond et en cas de Build Up après comptage sur séparateur : garder le chock manifold ouvert vers torche, garder la même dernière duse fixe utilisée,

B)Consignes pendant la fermeture :

- Fermer le puits au niveau du chock manifold et ouvrir les Pipe-rams ; -
- Mettre le circuit de la boue vers le Trip Tank ;
- Contrôler en permanence le niveau de l'annulaire durant le Build Up.

II.3.3.11 Circulation inverse :

Le principe de la circulation inverse est d'ouvrir la vanne de circulation (ou By-pass Packer) et de pomper la boue de forage de l'annulaire vers l'intérieur pour la reprise du puits et le retour à l'état initial d'overbalance. Avant de procéder à la circulation il faut d'abord purger l'intérieur vers torche et le remplir par l'eau ou la boue.

A)Remplissage intérieur des tiges :

L'utilisation de l'eau pour le remplissage minimise la contamination, d'autre part, le remplissage par la boue offre un meilleur contrôle du puits. Différents cas peuvent se présenter :

a) Puits productif de gaz sec : Le remplissage se fait par la boue.

b) Puits productif d'huile ou condensât : En cas de circulation à travers By-pass Packer on utilise la boue. Si la circulation est à travers la vanne de circulation et la vanne de fond fermée, il est préférable de remplir l'intérieur par l'eau pour minimiser la contamination de la boue.

c) Puits productif d'eau : Le remplissage se fait par l'eau.

d) Puits non productif : Si l'intérieur est totalement ou presque vide on peut utiliser la boue pour le remplissage. on note dans ce cas que le remplissage se fait avec une vanne de fond ouverte pour minimiser la différentielle sur le packer.

N.B : Dans le cas d'une densité de boue inférieure ou égale à celle de l'eau le remplissage se fait toujours par l'eau.

B) Consignes pour la Circulation inverse :

Généralement cette opération se déroule conformément aux instructions du spécialiste DST, ces instructions peuvent différer d'un puits à un autre, mais on va décrire cidessous les consignes habituelles dans les deux cas : à travers la vanne de circulation et à travers le By-pass Packer.

a) A travers la vanne de circulation :

- Organiser un Safety Meeting ;
- Allumer la torche et purger la colonne vers torche ;
- Essai des pompes de forage ;
- Mesurer les niveaux des bacs à boue et mettre le totaliseur à 0 ;
- Remplir l'intérieur des tiges par de la boue ou l'eau (en cas de puits non productif, la vanne de fond doit être ouverte durant le remplissage) ;
- Cyclé la vanne de fond pour qu'elle soit fermée pendant la circulation inverse ;
- Fermer les pipe-rams ;
- Circuler en inverse à travers la vanne de circulation, en prenant en considération les limitations de débit et de la pression données par le Tester man ;
- Contrôler la densité de la boue au niveau du chock manifold et diriger la boue traitable vers bac suivant les instructions du Mud engineer ;
- Arrêter de la circulation inverse si la boue est homogène ;
- Observer le niveau dans l'annulaire pendant 15 mn ;
- Fermer la Master valve et flasher les lignes de surface avec de l'eau vers torche ;
- Démonter équipements de surface (flowhead et coflex) ;

- Désancrer le Packer et observer le niveau statique du puits pendant 15mn ; - Faire une circulation directe, s'il y a nécessité ;

b)A travers le By-pass Packer :

- Organiser un Safety Meeting ;
- Allumer la torche et purger la colonne vers torche ;
- Essayer les pompes de forage ;
- Mesurer les niveaux de bacs à boue et mettre le totaliseur à 0 ;
- Remplir l'intérieur des tiges par de la boue ou l'eau (en cas du puits non productif, la vanne de fond doit être ouverte durant le remplissage) ;
- Cyclé le vanne de fond pour qu'elle soit verrouillée ouverte pendant la circulation ;
- Ouvrir les pipe-rams et diminuer la pression de fermeture de l'Hydrill ;
- Remonter la garniture pour ouvrir le Sleep joint ;
- fermer l'Hydrill et pressuriser l'annulaire par 300 psi ;
- Continuer à remonter et s'assurer de l'ouverture du by-pass à travers l'observation de la chute de pression dans l'annulaire (pendant cette opération, faire attention au désancrage du Packer) ;
- Ouvrir l'Hydrill et fermer les pipe-rams ;
- Circuler en inverse à travers la vanne de circulation, en prenant en considération les limitations de débit et de la pression données par le Tester man ;
- Contrôler la densité de boue au niveau du chock manifold et diriger la boue traitable vers bac suivant les instructions du Mud engineer ;
- Arrêter de la circulation inverse si la boue est homogène ;
- Observer le niveau dans l'annulaire pendant 15 mn ;
- Fermer la Master valve et flasher les lignes de surface avec de l'eau vers torche ;
- Démonter équipements de surface (flowhead et coflex) ;
- Désancrer le Packer et observer le niveau statique du puits pendant 15mn ;
- Faire une circulation directe, s'il y a nécessité ;

C)Désancrage du Packer

- Désancrage Packer selon les instructions du Spécialiste DST ;
- Après le désancrage du packer, redescendre la garniture pour confirmer que le packer est effectivement désancré ; - Faire un flow check de 15 minutes ; - Remonter le train de test.

II.3.3.12 Remontée train DST :

- Remontée les premières tiges lentement pour éviter l'effet de pistonage ;

- La table de rotation doit rester bloquée jusqu' à l'arrivée en surface de la BHA ;
- Démontage de la BHA selon les instructions du superviseur DST ;
- Le collier de sécurité (safety clamp) doit être impérativement placé sur toutes pièces de la BHA posées sur cales lorsque l'élévateur est déconnecté ;
- Attention au risque de pression piégée dans les outils DST ; - Les cales doivent être retirées à chaque outil durant la remontée.

II.3.3.13 Vérification des ascii files et du diagramme de test:

Après le démontage des gauges de fond et le chargement des data de fond, le superviseur doit vérifier les données enregistrées en se basant sur les points suivants :

- Vérifier les en tête des fichiers ainsi que le numéro de série des gauges ;
- Vérifier le timing dans les ascii files qui doit être correct et sans discontinuité ;
- Lire les valeurs atmosphériques (pression et température) qui doivent être logiques ;
- Calculer la densité après la lecture de la pression hydrostatique initiale et finale et la comparer à la densité de service ;
- Lire les valeurs de la pression initiale et finale de chaque débit (IFP et FFP) ;
- Lire la pression vierge (ISIP) et la pression atteinte par chaque remontée (FSIP) ;
- En cas d'anomalie dans les points précédents, informer la base HMD immédiatement.
- Tracer le diagramme des pressions de fond pour les trois gauges de pressions, comparer (d'autres anomalies peuvent apparaître) et choisir seulement deux à communiquer.

II.3.3.14 Observations finales du test

L'observation finale du test est à propos de deux aspects : le premier porte sur la l'exécution technique (réussite ou échec et sa cause), et le deuxième sur la nature des fluides produits.

Les résultats diffèrent suivant la production, ci-après quelques exemples de résultats de tests :

- Test productif (mentionner les fluides produits)
- Test non productif ;
- Test productif d'eau salée (ajouter la densité et la salinité);
- Cheminement de gaz à travers tampon d'eau ou faible production du gaz ;
- Evacué eau ou huile après lifting par l'Azote ;
- Production par bouchons d'huile et de gaz

II.4 Problematique

L'essai de débit (DST) est l'un des tests les plus importants pour évaluer la productivité des gisements pétroliers et déterminer les caractéristiques des formations productrices.

Malgré son importance, l'essai DST peut parfois ne pas donner de bons résultats ou rencontrer des problèmes lors de son déroulement.

Quelles sont les causes d'échec ou de faible productivité d'un puits lors d'un essai DST ?

CHAPTER :II Hypothèses et solutions

I)Introduction :

Cas du Wadi Sabsab — Indices d'entrée dans le réservoir

Au cours du forage du puits de Wadi Sabsab, plusieurs indicateurs ont signalé l'atteinte du réservoir à une profondeur de 1 875 mètres. Ces indices, relevés simultanément, témoignent d'un changement lithologique significatif :

Remontée de gaz dans la boue de forage, traduisant la présence de fluides hydrocarbonés dans la formation traversée

Amélioration des réponses diagraphiques, notamment une évolution favorable de la porosité, de la densité et du paramètre Sonic, indiquant une roche plus poreuse et moins compacte

Augmentation de la porosité et de la perméabilité, confirmant les bonnes propriétés pétrophysiques du réservoir

Diminution de la saturation en eau, reflétant le remplacement progressif de l'eau de formation par les hydrocarbures

Augmentation de la saturation en hydrocarbures, attestant de la présence effective d'une accumulation dans la formation

Accélération de la vitesse de forage et modification du taux de pénétration (ROP), liées au changement de nature de la roche, généralement plus friable au niveau du réservoir. **II) Drill stem test N :01**

A) DONNEES SUR LE PUIT :

Profondeur atteinte : 1930(cote sondeur).

Etage d'arrêt : Grès d'El Atchane.

Casing 16" : Mixte 29# et 32# P110, sabot à 1875m.

Liner 4"1/2 : 13.5# P-110 N-VAM, sabot à 1928 m, Top à 2499 m.

Boue de forage : OBM $d = 1.05$, $V_p = \text{ALAP cp}$, $H/E = 92/08$.

B) DONNEES SUR LE TEST :

Type de test : Casing.

Catégorie de tester : STV (Halliburton).

Formation à tester : Trias " T2A".

Intervalles perforés à tester : 2666 –2678 m Cote

d'ancrage Packer : 1930 m (côte sondeur).

Extension 2 7/8" : 144 m.

TABLEAU 7: DONNEES DU TEST

Pression hydrostatique initiale(IHP)	3500(Psi)
Pression de fermeture(SIP)	3500(Psi)
Débit d'huile	0bbl/j

Débit de gaz	0MSCF/j
Débit d'eau	traces
GOR	-
Durée du test	6heures
Durée de Débit	3heures
Durée de build-up	3heures
Température du fond	82

TABLEAU 8:PEPARTITION DES TEMPS

Periode	Durée(min)
Pression vierge	15
Ouverture(Débit tres fiable)	180
Fermeture	-
Build-up	180

TABLEAU 9:PRESSIONS CARACTERISTIQUES

Pression hydrostatique initiale(IHP)	3500(Psi)
Pression de fermeture(SIP)	3500(Psi)
Pression de fin debit(Pwf)	3000(Psi)
Pression de build-up final(Pbu)	3500(Psi)
recuperation	~98%

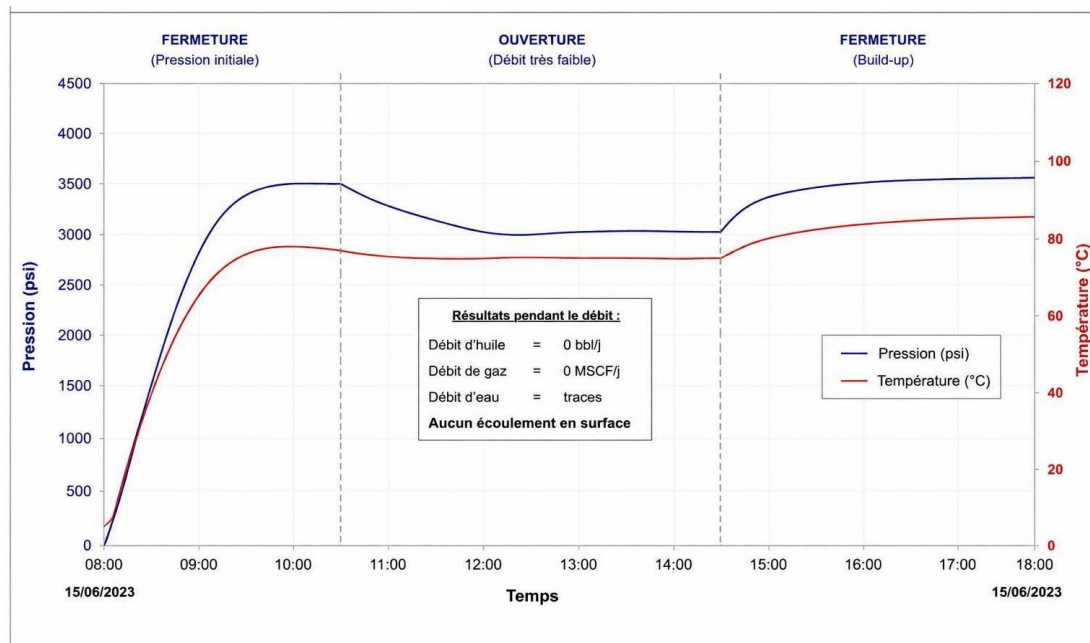


FIGURE 24: COURBE DE PRESSION ET TEMPERATURE DST 01

C) Lecture analytique:

1. Analyse de la courbe de pression

a) Période d'écoulement initial (PEI)

Des valeurs de pression faibles et fluctuantes sont enregistrées durant cette période.

Ce comportement reflète l'instabilité du fluide dans la zone de contact.

Dans un puits non productif, cette période peut être quasi inexistante ou enregistrer une pression proche de la pression hydrostatique de la boue, indiquant l'absence d'écoulement réel au sein de la formation.

b) Période de fermeture initiale (PFI)

La pression augmente progressivement pour atteindre la pression statique de la formation.

Dans un puits non productif, cette augmentation est très lente, voire inexistante, indiquant :

Un manque de perméabilité effective

Ou la présence d'une barrière de pression

Ou encore la présence d'eau sèche ou de gaz à basse pression dans la formation

c) Période d'écoulement principal (PEP)

Cette période correspond à la mise à l'épreuve de la formation.

La pression reste constante au niveau de la pression hydrostatique ou diminue très légèrement sans écoulement notable.

L'absence de rabattement est un indicateur certain de l'absence de perméabilité effective. Productivité

d) Période d'arrêt final (PAF)

Utilisée pour déterminer la pression statique réelle de la formation (P_i).

La pression reste faible ou se stabilise à un niveau équivalent à la pression de la colonne d'eau, confirmant l'absence de réserves d'hydrocarbures

2. Analyse de la courbe thermique

L'absence de chute thermique pendant la phase d'écoulement, la température restant conforme au gradient géothermique naturel, indique l'absence de mouvement de fluide de la formation vers le puits. Une courbe thermique stable prouve directement que la formation n'a pas réagi aux tests.

D) Conclusion

Le test DST n'a révélé aucune venue commerciale d'hydrocarbures. Les débits d'huile et de gaz mesurés sont demeurés nuls tout au long de l'essai, sans qu'aucun écoulement significatif ne soit enregistré en surface. Au regard des conditions dans lesquelles le test a été réalisé, le réservoir concerné est considéré comme non productif.

E) Hypothèses proposées pour l'inefficience :

- *Perméabilité insuffisante du réservoir .
- *Saturation insuffisante .
- *Obstruction des pores près du puits .
- *Présence de fractures ou de fissures improductives .
- *Faible pression du réservoir .

Le forage s'est poursuivi après SDT1 à un angle de 60° à 70° , après avoir été à un angle de 0° à 5° , après avoir atteint plus de 1240 m, l'équipe a décidé de réaliser le dst2 en raison de l'apparition d'indicateurs d'un deuxième réservoir.

II) Drill stem test N :02

A) DONNEES SUR LE PUIITS

Profondeur atteinte	: 3180 (cote sondeur).
Etage d'arrêt	: Grès d'El Atchane.
Casing 7"	: Mixte 29# et 32# P110, sabot à 2649m.
Liner 4"1/2	: 13.5# P-110 N-VAM, sabot à 3179 m, Top à 2499 m.
Boue de forage	: OBM $d = 1.60$, $V_p = 24$ cp, H/E = 92/08.

B)DONNEES SUR LE TEST

Type de test	: Casing.
Catégorie de tester	: STV (Halliburton).
Formation à tester	: Trias " T2A".
Intervalles perforés à tester	: 2666 –2678 m
Type de perforation pénétration 41.2".	: Gun 2"7/8, Scaloped dp3, Phasing 60°, 6spf,
Hauteur du tampon	: 800 m d'eau.
Cote d'ancrage Packer	: 2471 m (côte sondeur).
Extension 2 7/8"	: 144 m.

C)OPERATIONS :

Journée 1

09h00 – 12h00 : Test BOP.

12h00 – 13h45 : Montage équipements logging HESP.

13h45 – 14h00 : Safety meeting.

14h00 – 19h15 : Corrélation et perforation de l'intervalle 2666 – 2678m.

19h15 – 22h55 : Descente extension 2"7/8 à 144 m avec calibrage.

22h55 – 24h00: Assemblage et descente DST à 150 m avec calibrage et remplissage à l'eau.

Journée 2

00h00 –03h20 : Assemblage et descente DST à 370 m avec calibrage et remplissage à l'eau.

03h20 – 03h35 : Test BHA à 6000 psi, ok.

03h35 – 05h15 : Assemblage et descente DST à 925 m avec calibrage et remplissage à l'eau.

05h15 – 18h30 : Descente DST n°1 à 2618 m avec calibrage.

18h30 – 21h30 : Montage équipements de surface (Halliburton).

Journée du 3

05h45 – 06h00 : Safety meeting

06h00 – 09h10 : Test équipements de surface.

- Ligne de torche à 500 psi, ok.
- Aval du choke manifold à 3500 psi, ok.
- Amont du choke manifold à 6000 psi, ok.
- Ligne séparateur à 1000 psi,ok.

09h10 – 10h35 : Ancrage packer à 2471 m et test à 300 psi, ok.

10h35 – 13h00 : Montage Slickline (EXPRO) et test à 6000 psi, ok.

13h00– 14h00 : Descente Slickline et topé la vanne de fond STV à 2454 m.

14h00– 14h20 : Safety meeting.

14h20 – 14h35 : Préparation pour ouverture vanne de fond STV.

14h35 – 14h50 : Ouverture puits en Prédébit (WHP = 0 psi ; souffle nul). 14h50

– 15h50 : Fermeture puits pour pression vierge.

15h50 – 19h20 : Ouverture puits en 1^{er} débit sur duses ajustables 16/64",
24/64",32/64".

- 17h10 : Tampon d'eau au jour, WHP = 480 psi, duses 24/64"
- 17h26 : Tampon d'eau + gaz au jour WHP=510 psi, duses 24/64".
- 17h40: Tampon d'eau + Boue sous packer + Gaz au jour, torche allumé.
- 18h30 : Huile + gaz au jour, BSW = 1 %, d = 0.815 sg, sur duses 32/64", WHP=690psi.

19h20 – 24h00: Fermeture puits au fond pour 1^{er} Build Up (WHP = 300 psi).

Journée 4

00h00 – 07h14 : 1^{er} Build up (WHP=540 psi).

07h14 – 18h30 : Ouverture puits en 2^{ème} débit.

- 07h20 : Huile + gaz au jour (WHP=580 -800 psi, duse ajustable 16/64").
- 07h20 – 09h25 : Passage sur duses ajustables 16/64",18/64", 20/64" et 24/64" : (WHP=800 - 970 psi, BSW= 6% ,d=0.815).
- 09h25 – 15h30 : Passage graduellement sur duse ajustable 32/64" :

(WHP=970 - 600 psi, BSW= 1% boue, d=0.817). •

15h30 –18h30 : Passage sur duse fixe 32/64" :

(WHP= 600 - 110psi, BSW= 1% boue, d=0.817).

18h30 – 24h00 : Fermeture puits au fond et 2^{ème} Build up.

Journée 5

00h00 – 07h00 : 2^{ème} Build up (WHP=260 psi).

07h00 – 19h30 : Ouverture puits en 3^{ème} débit.

- 07h00 – 08h25: Passage sur duses ajustables 16/64" au 24/64" (Huile + gaz au jour , d=0.808, WHP=260 - 640 psi, BSW= trace).
- 08h25 – 11h30: Passage sur duse fixe 24/64". (Huile + gaz au jour, d=0.808, WHP=640- 220 psi, BSW= trace %).
- 11h30 – 14h45 : Passage sur séparateur et comptage des débits (WHP= 420 psi).
- 14h45 – 15h05 : Passage sur duse ajustable 32/64", (WHP=430 - 340 psi).
- 15h05 – 17h25 : Passage sur duse fixe 32/64", (WHP=340-100psi, BSW=0 %).
- 17h25 – 19h30 : Passage sur séparateur et comptage des débits (WHP= 100 psi).

19h30 – 24h00 : Fermeture puits au fond pour 3^{ème} Build up

- Descente Slickline et confirmer la fermeture vanne de fond STV.

Journée 6

00h00 – 07h00 : 3^{ème} Build up (WHP=160 psi).

07h00 – 19h30 : Ouverture puits en 4^{ème} débit.

- 07h00 – 08h20 : Passage sur duses ajustables 16/64" au 24/64" ; (Huile + gaz au jour, WHP=160 - 470 psi, BSW= trace).
- 08h20 – 11h00 : Passage sur duse fixe 24/64", (WHP=470- 200 psi, BSW= traces).
- 11h00 – 15h05 : Passage sur séparateur et comptage des débits (WHP= 197psi).

- 15h05 – 15h45 : Passage sur duse ajustable 32/64", (WHP=200 – 160 psi).
- 15h45 – 17h05 : Passage sur duse fixe 32/64", (WHP=340100psi, BSW=0 %).
- 17h05 – 19h30 : Passage sur séparateur et comptage des débits (WHP= 100 psi).

19h30 – 24h00 : Fermeture puits au fond et 4^{ème} Build up

- Descente Slickline et confirmation fermeture vanne de fond STV.

Journée 7.8.9

Build up final.

Journée10

00h00 – 07h30: Build up final.

07h30 – 07h45 : Safety meeting.

07h45 – 08h15 : Purge intérieur des tiges à 0 psi.

08h15 – 08h35 : Remplissage intérieur des tiges avec 7.5m³ boue (d=1,60).

08h35 – 09h05 : Ouvrir la STV en mode lock open.

09h05 – 09h45 : Descente Slickline et confirmer ouverture de vanne de fond STV en mode lock open.

09h45 – 10h50 : Démontage équipements Slickline

10h50 – 14h40 : Circulation inverse à travers bypass packer.

14h40 – 15h00 : Observation puits (niveau stable).

15h00 – 17h30 : Flashage et démontage équipements de surface.

17h30 – 17h50 : Désancrage packer et observation puits (niveau stable).

17h50 – 24h00 : Remontée DST à 1465 m.

TABLEAU 10:REPARTITION DES TEMPS

Période	Durée (min)
Prédébit	15
Pression vierge	60

1 ^{er} débit	207
1 ^{er} Build up	718
2 ^{ème} débit	667
2 ^{ème} Build up	685
3 ^{ème} débit	747
3 ^{ème} Build up	748
4 ^{ème} débit	747
4 ^{ème} Build up	4961

TABEAU 11:PRESSIONS DE FOND

Pression Hydrostatique initiale (Psi)	IHP	5727
Prédébit (Psi)	IFP	1222
	FFP	1976

Pression vierge (Psi)	ISIP	5058
1 ^{er} Débit (Psi)	IFP	2280
	FFP	2044
1 ^{er} Build Up (Psi)	FSIP	5137
2 ^{ème} Débit (Psi)	IFP	1962
	FFP	695
2 ^{ème} Build Up (Psi)	FSIP	4919
3 ^{ème} Débit (Psi)	IFP	1467
	FFP	670
3 ^{ème} Build Up (Psi)	FSIP	4766
4 ^{ème} Débit (Psi)	IFP	1284
	FFP	664
4 ^{ème} Build Up (Psi)	FSIP	5101

Pression Hydrostatique finale (Psi)	FHP	5621
Température du fond (°C)	BHT	82

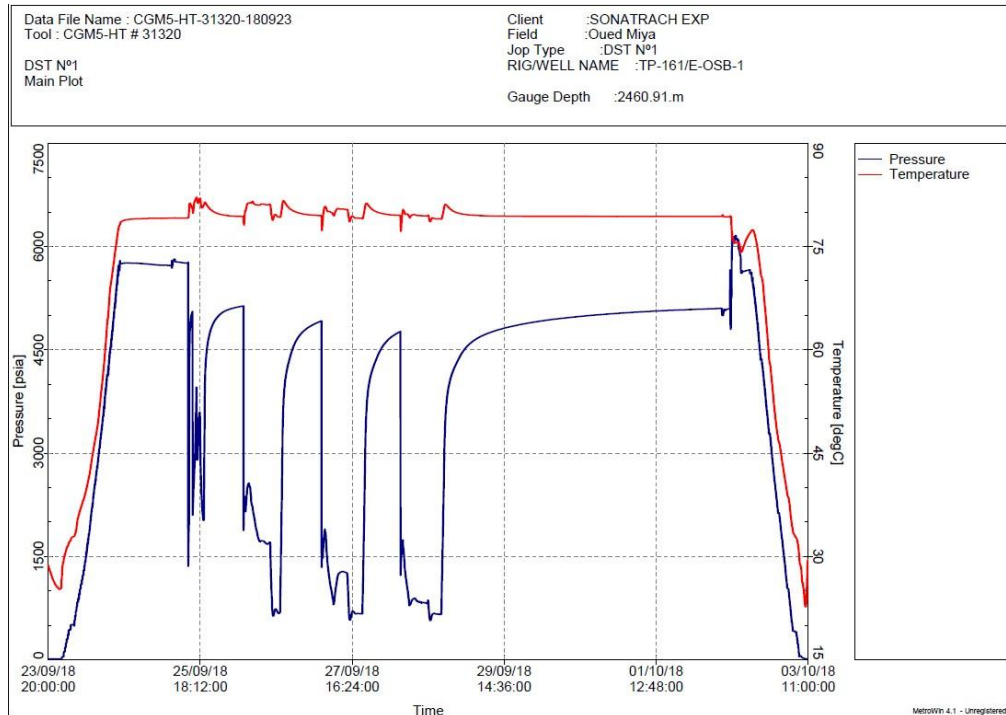


FIGURE 25: COURBE DE PRESSION ET TEMPERALTEUR DE DST02

D)Lecture analytique

a)Analyse de la courbe de pression

1. Phase de descente dans le puits

Au début de l'essai, la pression et la température augmentent progressivement jusqu'à atteindre la profondeur cible de la formation. Ce comportement est normal lors de la descente des instruments d'essai.

2. Première période de production

Une chute brutale de pression (en bleu) apparaît après l'ouverture de la vanne, indiquant le début de l'écoulement du fluide du réservoir vers le puits.

Remarque : La pression chute rapidement et ne se stabilise pas à une valeur de production constante, ce qui peut indiquer :

- *Une faible perméabilité du réservoir.
- *Des dommages à la formation près du puits.
- *Un blocage partiel dans la zone de production.

3. Périodes d'arrêt

Plusieurs cycles successifs de :

Chute de pression (écoulement).

Puis une remontée progressive de la pression pendant l'arrêt.

Ce type d'essai vise à :

Calculer la pression du réservoir.

Estimer la perméabilité.

Déterminer le facteur de peau.

4. Comportement de la reconstruction de la pression

Durant les périodes d'arrêt, la pression augmente progressivement sans revenir immédiatement à sa valeur initiale, ce qui indique une connexion hydraulique avec le réservoir, bien qu'à un taux de compensation limité.

5. Longue période finale

Nous observons une longue période d'arrêt (environ du 29 septembre au 2 octobre) durant laquelle la pression remonte lentement vers la stabilité.

D'un point de vue théorique, cela indique :

Un réservoir réellement connecté.

La nécessité d'un temps important pour rétablir la pression en raison d'une perméabilité faible ou modérée.

b)Analyse de la courbe thermique

courbe rouge reste quasiment constante tout au long de l'essai, avec seulement de légères variations, ce qui indique :

L'absence d'intrusion significative de fluides externes.

E)Conclusion

Le Test techniquement réussi, et productif d'huile et de gaz faible productivité et perméabilité du réservoir faible à modérée.

Débit commercial insuffisant malgré une bonne pression du réservoir.

Perméabilité réduite du réservoir en raison de dommages à la formation géologique à proximité du puits.

Conclusion general :

Après analyse des résultats, il est apparu clairement que le premier test de DST01 n'avait rien donné en raison de la troisième migration des hydrocarbures.

La migration tertiaire est le déplacement du pétrole ou du gaz du piège initial vers un autre emplacement après la formation du gisement. Elle se produit généralement lorsque le piège devient incapable de retenir les hydrocarbures.

Les principales causes de la migration tertiaire sont les suivantes :

Fracture ou fissuration de la roche de couverture.

La formation de failles ou de fissures due à l'activité tectonique permet au pétrole et au gaz de s'échapper.

La perte d'étanchéité de la roche de couverture entraîne la migration des fluides vers le haut ou vers d'autres pièges.

Augmentation de la pression au sein du réservoir.

Une pression élevée de gaz ou d'eau au sein du réservoir peut forcer les hydrocarbures à sortir du piège.

Ceci se produit parfois en raison d'une injection continue d'hydrocarbures ou d'une dilatation thermique.

Activité tectonique.

Les mouvements tectoniques peuvent modifier la forme du piège ou incliner les couches.

Le piège peut être complètement détruit ou ouvrir de nouvelles voies de migration.

Érosion et mise à nu des couches.

L'enlèvement des couches supérieures par l'érosion peut réduire l'épaisseur de la roche de couverture.

Cela entraîne des suintements de pétrole ou l'évaporation de composants plus légers.

Modifications des propriétés de la roche.

Diminution du pouvoir isolant de la roche de couverture due au métamorphisme ou à la fracturation. Les variations de porosité et de perméabilité peuvent faciliter la migration des hydrocarbures.

Intrusion d'eau souterraine : les mouvements d'eau peuvent déplacer le pétrole et le gaz de leurs réservoirs, notamment dans les réservoirs à forte pression hydraulique.

Élévation de température : la hausse des températures peut provoquer la dilatation des gaz et une augmentation de la pression interne, conduisant parfois à la conversion du pétrole en un gaz plus mobile.

Conséquences de la troisième migration :

perte d'une partie des réserves du réservoir.

Formation de suintements de pétrole et de gaz en surface.

Formation de nouveaux pièges secondaires.

Apparition d'indicateurs pétroliers en surface facilitant l'exploration.

Le processus de migration peut être simplifié comme suit :

Roche mère → Migration primaire → Réservoir → Migration secondaire → Piège → Troisième migration (lorsque le piège est endommagé).

Les Reference :

Géologie du monde arabe – Afrique du Nord.(2006)

Géologie pétrolière de l'Afrique du Nord – Arthur J. MacGregor (éd.).(2003)

Notes du Service de cartographie géologique d'Algérie – Service géologique algérien (SGA/ASGA)(2026)

Géologie de l'Algérie – A. Faber.

Géologie pétrolière de l'Algérie – Notes de l'AAPG

Selley, R. C., & Sonnenberg, S. A. – Éléments de géologie pétrolière.
TN/870.5/S125/1998 030879

Sonatrach – Département Exploration. Rapport de site de puits E-OSB-1 dans le bassin de Ghardaïa (Oued Sebseb).

Naft. Cartes des bassins pétroliers d'Algérie.

ASGA (Agence algérienne des services géologiques). Carte géologique de la région de Ghardaïa.

Sonatrach. Diagraphie composite (CPI) – Puits E-OSB-1.

Sonatrach. Rapport journalier de forage (DDR). Sonatrach. Rapport d'essai de goujon de forage (Rapport d'été).

Sonatrach. Rapport de diagraphie de boue.

Halliburton : Rapport d'interprétation des essais de puits / Rapport final d'été.

Sonatrach. Rapports techniques des essais de goujon de forage du puits E-OSB-1 dans le bassin de Ghardaïa (Oued Sebseb).

Sonatrach – Département Exploration. Rapports géologiques et pétrophysiques des puits du bassin de Ghardaïa II.

Agence algérienne des services géologiques (ASGA). Carte géologique de l'Algérie et notes explicatives.

Université de Kasdi Merbah Ouargla. Thèses de master et de doctorat en géologie pétrolière et ingénierie des réservoirs.(Mémoire de Master Professionnelle)(2018)

ENTP (Société nationale de forage). Directives techniques pour le forage et la complétion des puits.

Institut algérien du pétrole (IAP). Matériel de formation en forage, production et essais de puits.

Levorsen, A. I. (2001). *Geology of Petroleum*. CBS Publishers.

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.). Springer.

Magoon, L. B., & Dow, W. G. (1994). *The Petroleum System: From Source to Trap*. AAPG Memoir 60.

Rabia, H. (2002). *Well Engineering and Construction*. Entrac Consulting.

Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers.

Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2017). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* (7th ed.). Gulf Professional Publishing.

(DST)

Lee, J. (1982). *Well Testing*. Society of Petroleum Engineers.

Earlougher, R. C. (1977). *Advances in Well Test Analysis*. Society of Petroleum Engineers.

Horne, R. N. (1995). *Modern Well Test Analysis* (2nd ed.). Petroway.

Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.