

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



Université M'Hamed Bougara - Boumerdès
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



**Mémoire de Fin d'Etudes
en vue de l'obtention du Diplôme**

MASTER

Présenté par :

ARAAR Djaber

MESSAADIA Soheyb

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – forage des puits d'hydrocarbures

**Résolution de coincement et side-tracking : Etude comparative entre les
différentes méthodes de calcul de la trajectoire cas du puits OMKZ-702 à
Hassi Messaoud.**

Devant le jury composé :

AZRIL Nadjat
MELLAK Abderahmane
MADI Youcef

MA(A)
Professeur
MC(A)

UMBB
UMBB
UMBB

Présidente
Encadrant
Examineur

Année universitaire : 2023/2024

Remerciements

« Au nom d'allah le tout miséricordieux, le très miséricordieux »

Le Seigneur Dieu tout puissant, pour nous avoir accordé vie, santé et paix de l'esprit sans quoi nous n'aurons pu achever ce travail.

Monsieur professeur encadrant MELLAK Abderrahmane

Pour sa compétence, et son encadrement a toujours suscité notre profond respect. Nous vous remercions pour votre accueil et vos conseils judicieux. Veuillez trouver ici, l'expression de nos gratitude et de notre grande estime.

Nous remercions les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance

Personnel du Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie Département Gisements Miniers et Pétroliers Université M'Hamed Bougara - Boumerdes

L'ensemble des professeurs du département, qui nous ont enseignés ainsi que ceux qui ont contribué à notre formation au sein de notre université, et en particulier ceux qui nous ont aidé pour ce projet de fin d'études.

la direction et personnel de l'entreprise nationale de forage ENAFOR pour nous avoir fait confiance et nous avoir permis de venir faire ce stage.

Aux étudiants, collègues, camarades de promotion pour leur sincère collaboration, sentiments d'amitié et profonde gratitude.

Nous ne pouvons passer sous silence sans remercier chaleureusement nos familles pour leurs soutien moral et physique qu'ils nous auront fournis tout au long de la réalisation de ce travail

Qu'il nous soit autorisé de manifester notre gratitude, et notre reconnaissance à toutes personnes morales ou physiques qui a contribué de loin ou de près à la réalisation de ce mémoire de fin de cycle, dans de bonnes conditions.

Djaber et Soheyb

Dédicaces.

Je dédie ce travail à ...

À ma très chère mère : Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

À mon Père : Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation, mon bien être et ma formation.

À mes très chers frères, À mes Sœurs : Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.

À tous les membres de ma famille, petits et grands : Veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon Affection.

À mes chères ami(e)s et collègues : Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des frères, sœurs et des amis sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

Djaber et soheyb

Résumé

Ce mémoire de fin d'études porte sur l'analyse d'un cas pratique de déviation de puits suite au coincement d'une garniture de forage dans le puits OMKZ-702 à Hassi Messaoud, en Algérie. Après l'échec de diverses méthodes de récupération, la décision a été prise de dévier le puits en réalisant un side-tracking.

Le forage dirigé, science et art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire prédéfinie, est particulièrement important dans le champ de Hassi Messaoud, l'un des plus grands gisements au monde. L'étude se concentre sur une analyse comparative des différentes méthodes de calcul de trajectoire pour les forages dirigés en medium radius, afin de réaliser le profil théorique et atteindre l'objectif en toute sécurité. Le but est de sélectionner la méthode la plus précise pour assurer le succès de l'opération de side-tracking. Cette étude de cas s'appuie sur l'exemple concret du puits OMKZ702.

Abstract

This graduation thesis focuses on the analysis of a practical case of well deviation following the sticking of a drilling string in the OMKZ-702 well in Hassi Messaoud, Algeria. After the failure of various recovery methods, the decision was made to sidetrack the well.

Directional drilling, the science and art of deviating a well along a predefined trajectory, is particularly important in the Hassi Messaoud field, one of the world's largest oil fields. The study concentrates on a comparative analysis of different trajectory calculation methods for medium radius directional drilling to achieve the theoretical profile and reach the target safely. The goal is to select the most accurate method to ensure the success of the sidetracking operation. This case study is based on the concrete example of well OMKZ702.

ملخص

OMKZ-702 تركز هذه الأطروحة على تحليل حالة عملية لانحراف بئر بعد انحشار مجموعة حفر في بئر في حاسي مسعود، الجزائر. بعد فشل العديد من أساليب الاسترداد، تم اتخاذ قرار بتحويل مسار البئر عن طريق side-tracking تنفيذ عملية.

الحفر الموجه، وهو علم وفن تحويل مسار البئر على طول مسار محدد مسبقاً، مهم بشكل خاص في حقل حاسي مسعود، أحد أكبر الحقول النفطية في العالم. تركز الدراسة على تحليل مقارن لطرق مختلفة لحساب المسار للحفر الموجه متوسط القطر، لتحقيق الملف الشخصي النظري والوصول إلى الهدف بأمان. الهدف هو اختيار الطريقة الأكثر دقة لضمان نجاح عملية تحويل المسار. تستند دراسة الحالة هذه إلى مثال ملموس لبئر OMKZ702

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I Situation géographique et géologique du champ pétrolier de Hassi Messaoud et localisation de puits

Introduction.....	1
I.1 Historique de la découverte du champ.....	1
I.2 Situation géographique.....	2
I.3 Situation géologique.....	3
I.4 Description lithologique du cambrien Ri/RA.....	3

Chapitre II : Le Forage Directionnel

II.1 Les différentes applications des forages dirigés.....	6
II.1.1 Sites inaccessibles.....	6
II.1.2 Multiplicité des puits sur un même emplacement.....	6
II.1.3 Side-track.....	7
II.1.4 Puits de secours ou relief well.....	7
II.1.5 Applications diverses.....	8
II.1.5.1 Doublet géothermique.....	8
II.1.5.2 Carottage d'expérimentation nucléaire.....	8
II.1.5.3 Forage horizontal.....	8
II.2 Les paramètres de planification d'un forage dévié.....	8
II.2.1 La trajectoire.....	9
II.2.2 Kick-off point.....	9
II.2.3 Gradient d'inclinaison.....	9
II.2.4 Autres trajectoires.....	9

II.3 Méthodes de suivi de la trajectoire.....	9
II.3.1 Les mesures.....	9
II.3.1.1 Mesure de la longueur.....	10
II.3.1.2 L'inclinaison.....	10
II.3.1.3 L'azimut magnétique.....	10
II.3.1.4 Mesure gyroscopique de l'azimut.....	10
II.3.1.5 Tool-face.....	10
II.3.2 Les outils de mesures.....	10
II.3.3 Dog leg severity.....	10
II.4 Les techniques de déviation.....	11
II.4.1 Les outils d'amorce de déviation.....	11
II.4.2 Garniture rotary en forage dévié (BHA).....	12
II.4.3 Le forage horizontal.....	13
II.4.3.1 Qu'est-ce qu'un puits horizontal ?.....	13
II.4.3.2 Cas d'application des puits horizontaux.....	14
II.4.3.3 Géométrie des puits horizontaux.....	14
II.4.3.4 Le forage.....	15

Chapitre III Instrumentation en Work Over (Stuck pipe & Fishing job)

Introduction.....	17
III.1 Cause des Instrumentation.....	17
III.1.1 Matériel.....	17
III.1.2 Problèmes liés au trou.....	17
III.1.3 Facteur humain.....	18
III.2 Procédures de Résolution D'instrumentation.....	18
III.2.1 Matériels et méthodes utilisés pour résoudre les instrumentations dues à des bris de trépan.....	19
III.2.2 Matériels et méthodes utilisés pour repêcher une garniture cassée.....	20

III.2.3 Matériels et méthodes pour résoudre un coincement de garniture.....	21
III.2.3.1 Coincement par instabilité.....	21
III.2.3.2 Coincement par pression différentielle.....	26
III.3 Les outils de repêchage.....	27
III.3.1 Outils à pris externe.....	27
III.3.1.1 Overshot.....	27
III.3.1.2 Différents types d'Overshot.....	28
III.3.1.3 Les cloches taraudées (Die Collard ou Box Tap).....	30
III.1.2 Outils de prise interne.....	30
III.1.2.1 Les arraches tubes (Releasing Spear).....	30
III.1.2.2 Les tarauds longs (Taper Tap).....	32
III.1.2.3 Les tarauds Courts (Pin Tap).....	32
III.4 Les types des garnitures de repêchage.....	33
III.4.1 Garnitures de battage.....	33
III.4.2 Garniture de surforage.....	35
III.4.3 Garniture de fraisage.....	35
III.4.4 Garniture de repêchage avec releasing-spear.....	35
III.4.5 Résumé des garnitures types.....	35

Chapitre IV : Les techniques de résolution d'un coincement

Introduction.....	38
IV.1 Les techniques utilisées pour libérer la garniture coincée.....	38
IV.1.1 Injection des bouchons lubrifiants.....	38
IV.1.2 Battage.....	38
IV.1.2.1 Critère de choix de la coulisse de battage.....	39
IV.1.2.2 Placement de la coulisse.....	39
IV.1.2.3 Sens de battage.....	39
IV.1.2.4 Sens de battage à choisir.....	39

IV.1.2.5 Définition d'une coulisse de battage.....	39
IV.1.2.6 Différents types de coulisses.....	39
IV.1.2.7 Critère de choix de la coulisse.....	41
IV.1.3 Repêchage de la garniture avec une garniture gauche.....	41
IV.1.3.1 Caractéristiques mécaniques des tiges de forage.....	41
IV.1.3.2 Critère de choix des tiges.....	42
IV.1.3.3 Critère de choix de l'outil de dévissage.....	42
IV.1.4 Pose d'un bouchon de ciment pour déviation du puits.....	42
IV.1.4.1 Caractéristiques des bouchons de ciment pour déviation.....	42
IV.1.4.2 Une opération de cimentation nécessite donc de déterminer.....	43
IV.1.5 Opération de déviation du puits (side track).....	45
IV.1.5.1 Les causes d'une déviation (side track).....	46
IV.1.5.2 Les profils de puits horizontal.....	46
IV.1.5.3 Equipements spécifiques du forage dirigé.....	46
IV.1.5.4 Les équipements de mesures en temps différé.....	46
IV.1.5.5 Outils de mesures en temps réel.....	49
IV.1.5.6 Planification de la trajectoire.....	50

Chapitre V : Etude d'un cas pratique (puits OMKZ-702 Hassi Messaoud)

Introduction.....	58
V. Etude d'un cas pratique (puits OMKZ-702 Hassi Messaoud).....	58
V.1. Coordonne du Puits OMKZ-702:.....	58
V.2 Caractéristiques géologiques:.....	59
V.3. les différentes opérations sur le puits OMKZ-702 :.....	60
V.3.1 Démontage tête de puits, montage et test des obturateurs de sécurité :.....	60
V.3.2 Procédures de Test des obturateurs :.....	61
V.3.3 Test d'étanchéité :.....	61
V.3.3.1 L'obturateur annulaire :.....	61

V.3.3.2 Blind rams BR :.....	62
V.3.3.3 Pipe rams PR :.....	62
V.3.4 Pression de fonctionnement des obturateurs :.....	62
V.4. Coincement de la garniture de forage :.....	62
V.5. Hypothèses de coincement de la garniture :.....	63
V.5.1 Éboulement du puits :.....	63
V.5.2 Chevauchement avec le poisson :.....	63
V.5.3 Perte des caractéristiques de la boue utilisée :.....	63
V.6. Première méthode de résolution du coincement :.....	63
V.6.1 Injection d'un bouchon lubrifiant :.....	63
V.6.1.1 Caractéristique des tiges utilisées :.....	64
V.6.1.2 Résultat obtenue :.....	64
V.6.1.3 Composition du deuxième poisson perdu :.....	64
V.6.2 Deuxième méthode de résolution du coincement :.....	64
V.6.2.1 Battage :.....	64
V.6.2.2 Type de coulisse utilisée :.....	64
V.6.2.3 Composition de la garniture battage :.....	64
V.6.2.4 Sens de battage :.....	65
V.6.2.5 La durée de battage :.....	65
V.6.2.6 Résultat obtenu :.....	65
V.6.3 Troisième méthode de résolution du coincement	65
V.6.3.1 Description de l'outil de repêchage utilisé	65
V.6.3.2 Descriptions de la procédure de dévissage.....	65
V.7 Déviation du puits OMKZ-702	66
V.7.1 Calcul et forme de trajectoire.....	66
V.7.2 Calcul de la trajectoire du puits OMKZ-702.....	70
V.7.3 Calcule des paramètres élémentaires par les différentes méthodes.....	73

Conclusion Générale

Bibliographie

Liste des figures

Figure I.1 Carte des zones de production.....	3
Figure I.2 Situation géographique du champ.....	4
Figure II.1 Sites inaccessibles.....	6
Figure II.2 Multiplicité des puits offshore.....	7
Figure II.3 Multiplicité des puits à terre.....	7
Figure II.4a Side-track suite à une rupture de garniture.....	7
Figure II.4b Side-track pour raisons géologiques.....	7
Figure II.5 Puits de secours.....	8
Figure II.6 Doublet géothermique.....	8
Figure II.7 Carottage pour expérimentation nucléaire.....	8
Figure II.8 Forage horizontal de développement.....	8
Figure II.9 Trajectoires types de forage dévié.....	11
Figure II.10 Outil déviatoire type sifflet (Whipstock).....	11
Figure II.11 Procédure de déviation par jetting.....	12
Figure II.12 Garniture de déviation avec raccord coudé.....	12
Figure II.13 Garnitures rotary en forage dévié.....	13
Figure II.14 Production en écoulements parallèles.....	14
Figure II.15 Production par drains horizontaux.....	14
Figure II.16 Drains horizontaux avec mauvais contrôle de l'altitude.....	15
Figure II.17 Trajectoire type de forage horizontal à grand rayon.....	16
Figure III.1 Trou en forme de "key seat".....	17
Figure III.2 Panier à sédiment (basket sub).....	19
Figure III.3 Carottier de repêchage (junk basket)	19
Figure III.4 Araignée	19
Figure III.5 Aimant.....	19
Figure III.6 Junk mill.....	19
Figure III.7 Overshot.....	20
Figure III.8 Accessoires pour centrer la tête du poisson avec l'overshot	20

Figure III.9 Free point locator.....	21
Figure III.10 Coulisse mécanique de battage.....	22
Figure III.11 Principes de coulisses hydrauliques	23
Figure III.12 Garniture de surforage.....	24
Figure III.13 Side-track.....	25
Figure III.14 Coincement par pression différentielle.....	26
Figure III.16 Die collard ou box tap.....	30
Figure III.17 Bowen full circle releasing spear.....	31
Figure III.19 Taper tap.....	32
Figure III.20 Pin tap.....	32
Figure III.20 Garniture de battage.....	33
Figure III.21 Garniture de surforage.....	35
Figure III.22 Garniture avec releasing-spear.....	35
Figure III.23 Garniture de fraisage.....	35
Figure III.24 Résumé des garnitures types.....	36
Figure IV 1 Diagramme de décision pour résoudre un problème de coincement d'une garniture de forage.....	38
Figure IV.2 Coulisse mécanique.....	40
Figure IV.3 Schéma de principe d'une coulisse hydraulique et fonctionnement.....	40
Figure IV.4 Moteur de fond.....	47
Figure IV.5 Dump valve (circulation sub).....	47
Figure IV.6 Différents types de stabilisateurs	48
Figure IV.9 Méthode de l'angle moyen.....	50
Figure IV.10 Méthode de la courbure minimum.....	51
Figure IV.11 Méthode du Rayon de courbure.....	52
Figure V.1 Réseau des puits du champ de Hassi Messaoud.....	58
Figure V.2 OMKZ702 Caractéristiques géologiques.....	59
Figure V.3 Carte de position Puits.....	59
Figure V.4 la BPV (back pressure valve).....	60
Figure V.5 l'olive.....	60

Figure V.6 les Obturateurs de sécurité (B.O.P) (13''5/8x 11).....	61
Figure V.7 Projection 3D réelle de puit OMKZ- 702.....	67

Liste des Tableaux

Tableau IV 1: L'effet de l'usure sur la tension à la limite élastique (tige 5", grade E).....	42
Tableau IV 2: Classification des ciments.....	44
Tableau V.1 : valeurs théoriques de la trajectoire (Data Survey de puits OMK-702).....	67
Tableau V.2 : valeurs réelles de la trajectoire (Data Survey de puits MD617).....	69
Tableau V.3: Valeurs calculées par la méthode de l'angle moyenne.....	70
Tableau V.4: valeurs calculées par la méthode de rayon de courbure.....	72

Introduction générale

En 2014, la population mondiale dépassait déjà les 7 milliards d'habitants, et les projections pour 2050 la situe autour de 9 milliards. Cette croissance démographique exerce une pression accrue sur la demande en produits pétroliers, notamment de la part des pays émergents, ce qui impacte directement l'évaluation de la consommation mondiale d'énergie primaire. Dans cette industrie en plein essor, les acteurs se livrent une compétition féroce pour décrocher des contrats et innover techniquement afin d'optimiser les processus de prospection, d'extraction et de transport des ressources.

Le pétrole et le gaz demeurent des piliers essentiels des économies nationales, représentant jusqu'à 98% des exportations dans certains cas. En Algérie, Sonatrach occupe une place centrale dans l'économie, étant le principal groupe pétrolier et gazier du pays, avec près de 42 000 employés (120 000 avec ses filiales) et contribuant à hauteur de 30% au produit national brut. Pour répondre à ses besoins opérationnels, Sonatrach fait appel à d'autres entreprises, telles que l'ENAFOR (Entreprise Nationale de forage), filiale détenant 30% du marché de forage en Algérie. Cette dernière se divise en deux branches : le forage proprement dit (pour la réalisation des puits) et le workover (pour la maintenance).

Le temps non productif (NPT) est le temps pris pour résoudre les problèmes ayant entraînés un arrêt des opérations normales de forage. Il comprend toutes les opérations nécessaires à un retour à la situation précédente avant l'apparition du problème. Cette perte de temps augmente la durée d'exécution du puits ce qui implique une augmentation de son coût de revient.

Les travaux de forage de puits de pétrole et de gaz sont parmi les plus exigeants, nécessitant une main-d'œuvre importante et d'importants investissements en capital. Malgré toutes les mesures de précaution prises, des problèmes majeurs persistent, constituant un obstacle de taille pour la poursuite des opérations de forage, entraînant des pertes de temps et d'argent considérables.

Le forage horizontal représente une avancée significative dans l'exploration et l'exploitation des ressources souterraines, offrant une approche innovante pour atteindre des réservoirs de pétrole et de gaz naturel autrement inaccessibles. Cette technique, caractérisée par la réalisation de puits terminant par un drain foré à une inclinaison proche de 90 degrés, a émergé comme une réponse stratégique à la demande croissante en énergie et aux défis posés par l'industrie pétrolière et gazière.

Bien que le forage horizontal nécessite des investissements substantiels en termes de coûts et de complexité opérationnelle, il offre des avantages indéniables qui en font un choix attrayant dans le contexte actuel de volatilité des prix du pétrole. En permettant l'accès à des zones autrement inatteignables et en maximisant le potentiel de récupération des hydrocarbures, le forage horizontal est devenu un outil indispensable pour les compagnies pétrolières et gazières cherchant à optimiser leur production et leur rentabilité.

Ce travail propose d'explorer en profondeur les différents aspects du forage horizontal, depuis le choix des profils de puits en passant par les défis techniques et opérationnels jusqu'aux méthodes de calcul de trajectoire. En analysant les pratiques courantes et en comparant les différentes approches, nous chercherons à mettre en lumière les meilleures pratiques et les innovations émergentes dans ce domaine en constante évolution.

Chapitre I :

Situation géographique et géologique du champ pétrolier de Hassi Messaoud

Chapitre I Situation géographique et géologique du champ pétrolier de Hassi Messaoud et localisation de puits

Introduction :

La région de Hassi Messaoud s'étend au sein de la daïra de la wilaya de Ouargla, nichée au cœur du Sahara algérien. Son climat, typiquement désertique, se caractérise par une température moyenne avoisinant les 25 degrés Celsius, avec des précipitations annuelles d'environ 40 millimètres.

Célèbre pour ses puits d'extraction d'huile, principalement dans les réservoirs cambriens, cette région regorge de gisements notables tels qu'El Agreb, Zotti, El Gassi, Rhourde, El Baguel, Mesdar et El Borma.

Pendant notre stage, nous avons eu l'opportunité de visiter les différents services de l'ENAFOR (Entreprise Nationale de Forage), ce qui nous a permis de comprendre l'implication et la répartition des tâches au sein des différentes directions de l'entreprise.

I.1 Historique de la découverte du champ :

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la société SN-REPAL, qui a réalisé le premier forage (MD1) après une campagne sismique de réfraction en juin de la même année. Ce forage, d'une profondeur de 3338 mètres, a révélé la présence de grès du Cambrien, une formation productrice de pétrole.

En mai 1957, la société CFPA a creusé le puits OM1, situé à environ 7 kilomètres au nord-ouest du puits MD1. Ce forage a confirmé l'existence d'un gisement de pétrole dont l'épaisseur peut atteindre 200 mètres, avec une pression initiale estimée à 482 kg/cm².

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes :

- ◆ CFPA pour la partie nord.
- ◆ SN-REPAL pour la partie sud.

La production du champ a débuté en 1958 avec l'exploitation de 20 puits producteurs. Initialement, le drainage se faisait principalement par expansion du gaz dissous. Cependant, de nos jours, on utilise principalement le drainage par récupération secondaire, notamment par injection d'eau ou de gaz miscible. Depuis lors, le nombre de forages n'a cessé d'augmenter, surtout après la nationalisation des hydrocarbures par l'Algérie le 24 février 1971.

Le champ de "Hassi Messaoud" est subdivisé en 25 zones dites de production, d'extension variable, ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. [1]

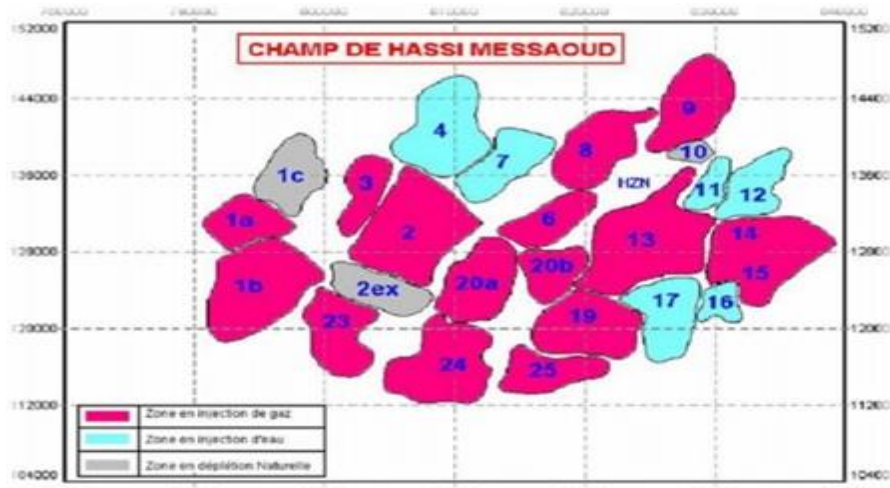


Figure I.1 Carte des zones de production

I.2 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé A:

- ◆ 80 Kms du siège de la wilaya d'Ouargla.
- ◆ 750 kms au Sud-est d'Alger
- ◆ 280 kms au Sud-est du gisement du gaz de Hassi R'Mel
- ◆ 350 kms à l'Ouest de la frontière Tunisienne.

Il s'étend sur une superficie de 2500 Km² a pour coordonnées Lambert (LSA) :

- X = [790.000 - 840.000] Est
- Y = [110.000 - 150.000] Nord

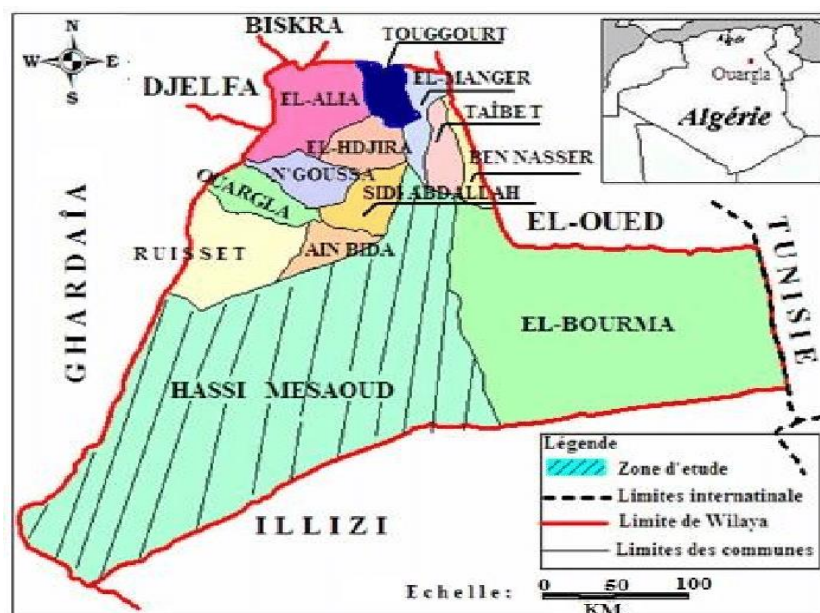


Figure I.2 Situation géographique du champ

I.3 Situation géologique :

Avec une superficie totale de 157 793 km², le champ pétrolier de Hassi Messaoud se distingue par ses différentes plaques tectoniques qui délimitent un bassin où la colonne stratigraphique est plus ou moins complète.

Le champ super-géant de Hassi Messaoud s'étend sur près de 1 600 km². Les dépôts cambriens, principalement composés de grès et de quartzites, représentent les réservoirs les mieux connus, en particulier les gisements du Cambrien Ri et Ra, qui constituent le plus grand gisement de pétrole en Algérie. [1]

Géographiquement, ce dernier est encadré :

- ◆ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- ◆ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- ◆ Au Sud-Est par les gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar.

D'un point de vue géologique, il est délimité :

- ◆ À l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- ◆ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- ◆ Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- ◆ À l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

Le réservoir ordovicien, constitué de quartzites de Hamra, a été érodé sous la discordance hercynienne, formant l'auréole de Hassi Messaoud.

Ce champ fait partie d'un pôle pétrolier à fort potentiel qui a récemment été le théâtre de nouvelles découvertes, notamment HGA, HTF et HDG.

L'hétérogénéité est une caractéristique importante du champ de Hassi Messaoud ; actuellement, aucune lithologie stable n'a été observée entre un puits et un autre, ce qui démontre l'existence de failles lithologiques.

I.4 Description lithologique du cambrien Ri/RA :

Situé dans le Cambrio-Ordovicien à une profondeur d'environ 3300 mètres, le réservoir de "Hassi Messaoud" adopte une forme anticlinale distincte. Sa couverture rocheuse est composée du complexe argilo-gréseux et salifère du Trias. La structure développée suit une orientation générale nord-sud-est.

Les sédiments cambriens présents dans ce réservoir sont saturés en huile, principalement constitués de grès hétérogènes allant de fins à très grossiers, avec une teinte argentée. Le réservoir se compose de quatre zones superposées : R1 (Ri+Ra), R2 et R3. Chacune de ces zones offre des caractéristiques distinctes qui contribuent à la richesse et à la diversité des réserves pétrolières de la région de "Hassi Messaoud"

Une épaisse série de roches détritiques, constituée essentiellement par des grès, des quartzites et des conglomérats, est comprise entre le socle et l'ordovicien. Le cambrien y est représenté par une

assise de sédiments gréseux divisée en deux membres l'un inférieur et le second supérieur. L'épaisseur est de l'ordre de 150m. Le membre inférieur Ra (anis tropique) est représenté par des grès gris clair, ferrugineux par endroits, compacts et indurés. Le membre supérieur, appelé Ri (isométrique) est représenté par des grès gris-rosâtre de composition de quartzitique à ciment siliceux. On note la présence de joints stylolitiques et de fissures.

Les réservoirs cambriens Ri et Ra présentent des différences notables. Les corps gréseux et les siltstones du réservoir Ra sont discontinus et ont une faible extension latérale, tandis que les grès Ri montrent une meilleure continuité.

Situés à la périphérie ouest du gisement de Hassi Messaoud (OL et HGA), les réservoirs Ri et Ra sont du même type que ceux connus dans le gisement principal. Cela entraîne une grande variabilité des valeurs de porosité et de perméabilité, en relation directe avec l'hétérogénéité des grès cambriens.

Les caractéristiques de chaque membre dépendent de leur lithologie, de leur degré d'argilosité et de leur histoire diagenétique. Cette diversité contribue à la complexité et à la richesse des réserves pétrolières de la région de Hassi Messaoud, offrant des défis uniques mais aussi des opportunités de production. [1]

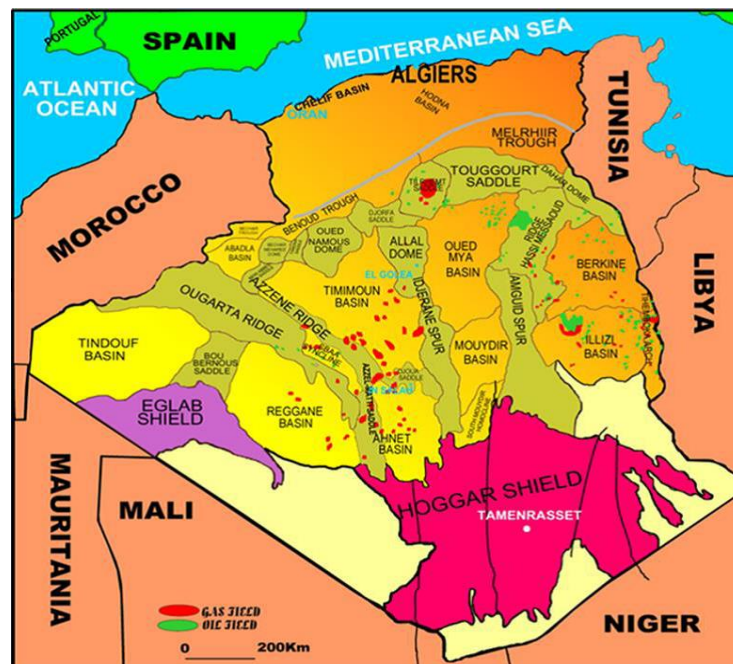


Figure I.3 Situation géographique

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marnes sableuses	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYPDRITIQUE	219	Anhydrite, marnes, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marnes, dolomie	
		ALBIEN		350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN		280	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN		180	Argile, marnes, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marnes, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		L I A S	DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marnes dolomitiques avec fines passées de grès
				LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marnes dolomitiques, marnes grises
			L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marnes	
			TRIASSIQUE	SALIFERE	TS 1	46
		TS 2			189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3	202			Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX			113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
	GRESEUX			35	Grès, argile	
	ERUPTIF discordance hercynienne			0.92	Andésites altérées	
	PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tégulites
GRES D'EL ATCHANE			25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux		
ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes		
ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grès et argile. Présence de tégulites		
CAMBRIEN		R1		50	Grès isométriques, fins, silteux	
		Ra		120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2		100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3		300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse	
INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Figure I.4 Log Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

Chapitre II :

Le Forage Directionnel

Chapitre II

Le Forage Directionnel

Le forage directionnel fait désormais partie intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si ce n'est systématique en développement de gisement. Cette technique ne consiste pas uniquement à choisir et dessiner la trajectoire mais également à définir les mesures, les appareils de mesures, les outils de déviation, les paramètres de forage appropriés, l'architecture du puits compatible avec la trajectoire, les techniques de cimentation les plus performantes et les méthodes de complétion acceptables dans un drain incliné ou à l'extrême horizontal.

II.1 Les différentes applications des Forages dirigés :

II.1.1 Sites inaccessibles (Fig. II.1) :

La cible peut être à la verticale d'un lieu difficile d'accès (mer, lac, rivière, montagne, etc.) ou d'une zone urbanisée.

Dans ces deux cas, la mise en place à la verticale de l'objectif d'un appareil de forage est physiquement ou économiquement impossible. Un forage dévié pourra résoudre ce problème.

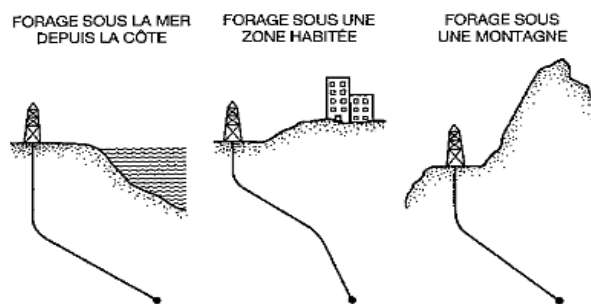


Figure II.1 Forages dirigés vers des cibles situées sous des sites inaccessibles

II.1.2 Multiplicité des puits sur un même emplacement :

C'est ce que l'on nomme forage à partir d'un cluster. Ce ne peut être le cas que des forages de développement. Les exemples les plus courants sont en offshore où le coût de la construction d'une plate-forme fixe ne peut être amorti qu'un ensemble de puits de production (Fig. II.2). Mais à terre on rencontre également cette disposition dans les régions où il est difficile ou coûteux de préparer un emplacement de forage par puits (Fig. II.3). Ces développements simplifient également l'infrastructure de collecte de l'effluent produit. [2]

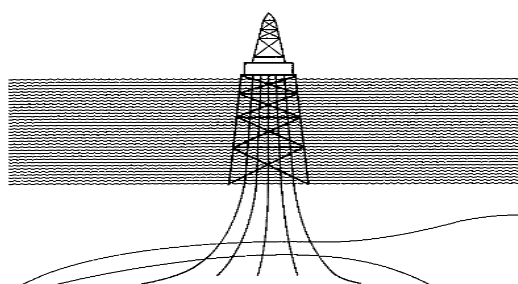


Figure II.2 Schéma de développement de gisement offshore

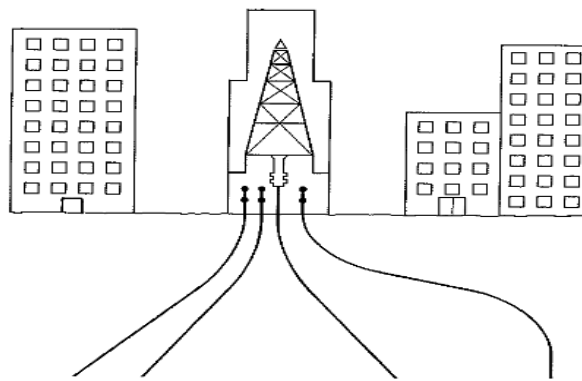


Figure II.3 Schéma de développement en site urbanisé

II.1.3 Side-track :

La technique du side-track est développée dans le chapitre Instrumentation car elle est fréquente lorsque l'on veut abandonner la portion inférieure d'un forage à la suite d'une rupture de la garniture de forage (Fig. II.4a) mais elle peut avoir également une raison géologique (mauvaise implantation de l'appareil de forage ou exploration complémentaire (Fig. II.4b). [2]

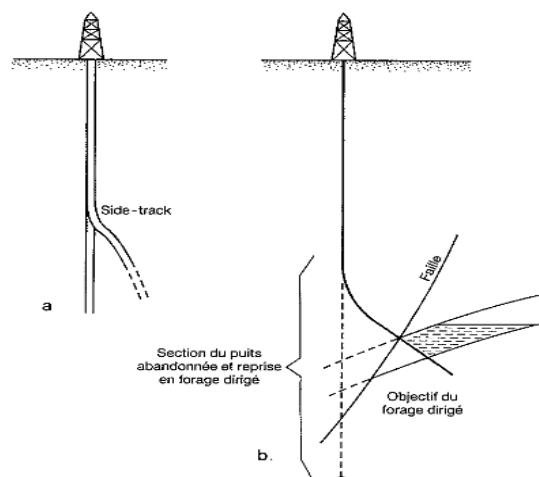


Figure II.4 Reprise d'un puits en forage dirigé pour raisons technique ou géologique

II.1.4 Puits de secours ou relief well :

C'est l'application la plus spectaculaire et la plus délicate car elle exige une grande précision pour intercepter ou arriver à proximité du puits en éruption.

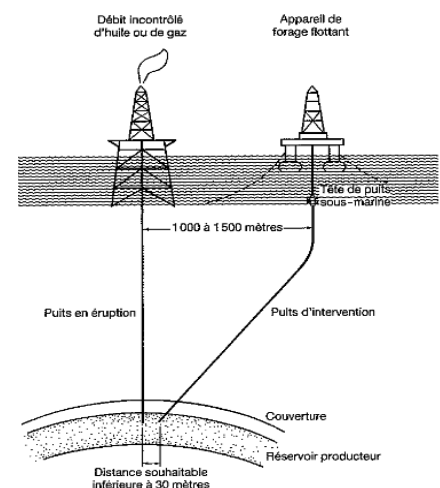


Figure II.5 Forage de secours pour contrôler un puits en éruption

II.1.5 Applications diverses :

II.1.5.1 Doublet géothermique (Fig. II.6)

Une exploitation géothermique nécessite en général deux forages : un producteur qui soutire l'eau chaude du gisement et un injecteur qui permet de renvoyer cette eau dans la couche. Le deuxième forage doit voir aboutir son extrémité à une distance optimale du producteur afin d'éviter une baisse trop rapide de la température de l'eau produite.

II.1.5.2 Carottage d'expérimentation nucléaire (Fig. II.7)

II.1.5.3 Forage horizontal (Fig. II.8)

Cette utilisation jusqu'à 900 des techniques des forages déviés trouve son utilité notamment pour un accroissement de la productivité des puits forés.

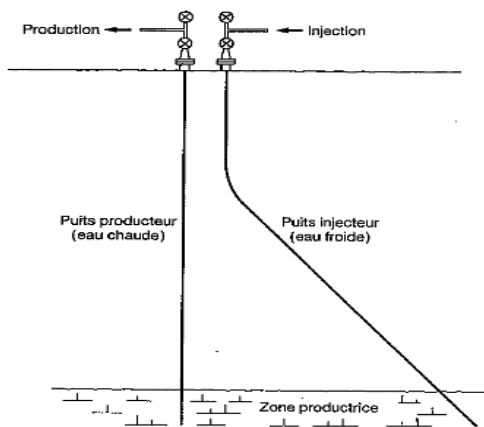


Figure II.6 Doublet géothermique

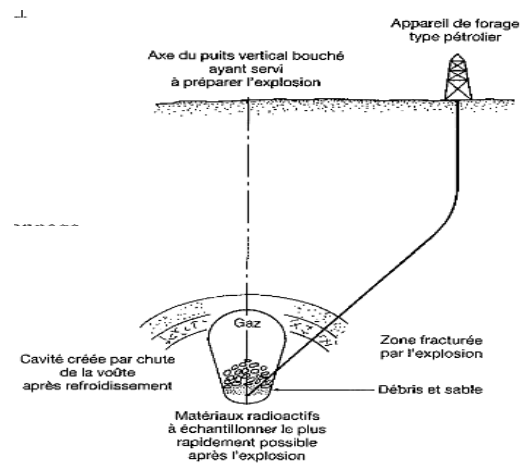


Figure II.7 Forage d'échantillonnage après expérimentation nucléaire

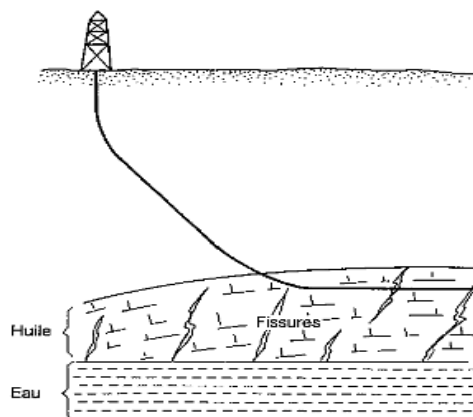


Figure II.8 Forage horizontal de développement

I.2 Les Paramètres de Planification d'un Forage dévié :

L'étude et la préparation d'un forage directionnel commence par l'implantation du rig, repérage de la position de la cible ainsi que sa définition. On se contente souvent de définir une sphère centrée sur le point d'impact. Il est admis qu'il est économiquement acceptable de choisir pour

rayon de la cible le douzième du départ (+ ou -5°) d'angle d'azimut par rapport au théorique). Cette cible est généralement plutôt large et doit être souvent diminuée pour des impératifs de développement. [2]

II.2.1 La Trajectoire :

Une fois définis les points de départ et d'arrivée, il faut dessiner la trajectoire à suivre. Les trajectoires en forme de J sont les plus répandues et les plus économiques. Elles sont constituées d'une première partie verticale jusqu'à la cote dite KOP (kick-off point). Le forage dévié commence à cette profondeur. La phase de forage d'augmentation en angle d'inclinaison s'appelle build-up. Cette phase nécessite des garnitures de forage spécialisées.

II.2.2 Kick-off point :

Le KOP (kick-off point) sera déterminé en fonction de la nature géologique des terrains traversés pendant la phase de build-up. Il faut sur tout prendre en compte la zone de l'amorce de déviation qui est toujours une phase délicate.

II.2.3 Gradient d'inclinaison :

Le gradient de build-up ou gradient de déviation est raisonnablement entre $0,75$ à $1^\circ/10\text{m}$ (pour un drop-off de $0,3$ à $0,4^\circ/10\text{ m}$ maximum).

II.2.4 Autres trajectoires :

Lorsqu'il y a impossibilité géométrique de dessiner une trajectoire en J ou en S pour atteindre la cible, soit le KOP est trop bas, soit le gradient de build-up est trop faible. On peut démarrer le forage à partir de tubes conducteurs courbes ou inclinés qui nécessite alors un appareil de forage spécial appelé tilt rig ou slant rig qui possède un mât incliné dans l'axe du tube conducteur.

II.3 Méthodes de Suivi de La Trajectoire :

Il est indispensable de connaître avec une précision suffisante la trajectoire de l'outil de forage pour les raisons suivantes:

- Localisation des dog legs ou des coudes beaucoup trop anguleux par rapport au gradient de déviation admissible. Les dog legs sont générateurs de frottements importants, peuvent coincer la garniture ou empêcher la descente de la colonne de casing. Compte tenu de leurs valeurs d'angle, le foreur doit décider de l'opportunité de réaléser le trou avec une garniture appropriée.
- Suivi de la trajectoire théorique pour atteindre l'objectif Imposé.
- Connaissance avec la plus grande précision possible la position du forage afin de pouvoir éventuellement tuer le puits en cas d'éruption (relief well). La distance minimale d'intervention est en général de 100 ft ce qui démontre la précision nécessaire à la fin du relevé de position et de la technique de forage directionnel.

I.3.1 Les mesures :

C'est à partir des mesures d'inclinaison, d'azimut et de longueur forée que l'on peut reconstituer le trajet de l'outil. Mais ces mesures sont ponctuelles et espacées tous les 10 m

environ. La trajectoire calculée est en fait la plus probable au sens statistique compte tenu des erreurs systématiques et aléatoires.

II.3.1.1 Mesure de la longueur :

En cours de forage, on additionne les longueurs de tige de forage qui sont connues à quelques millimètres près. Lorsqu'il s'agit d'une mesure après forage, la longueur de forage est considérée comme étant la longueur du câble porteur de la sonde de logging.

II.3.1.2 L'inclinaison :

C'est l'angle entre la verticale et l'axe du puits. Le principe de la mesure est de détecter l'angle de déviation par rapport au champ gravitaire par des pendules, ou des accéléromètres.

II.3.1.3 L'azimut magnétique :

C'est l'angle entre le plan vertical passant par l'axe du puits et le plan vertical passant par le nord magnétique.

II.3.1.4 Mesure gyroscopique de l'azimut :

La mesure d'azimut à l'aide d'un gyroscope est une mesure relative par rapport à une position de référence prise en surface.

II.3.1.5 Tool-face :

Cette mesure n'est nécessaire que pour l'orientation de l'outil déviateur dans le puits afin de corriger la trajectoire. C'est en fait un repérage d'une génératrice de la garniture par rapport à l'azimut.

I.3.2 Les outils de mesures :

- ✓ Inclinomètre(Totco).
- ✓ Single shot ou multishot magnétiques.
- ✓ Appareil magnétique à câble (steering-tool de Sperry Sun).
- ✓ Les systèmes MWD (measurement while drilling).
- ✓ Les gyroscopes.
- ✓ Systèmes inertiels.

I.3.3 Dog leg severity :

Cette notion théorique permet d'estimer la fatigue additionnelle du train de tige due à la géométrie non rectiligne du forage. Cette fatigue est induite par les changements de direction en azimut et inclinaison qui s'exprime en degré/100 ft. Les valeurs maximales vont de 4 à 6°/100ft. La formule API donne :

$$DLS = \frac{100}{\Delta L} \cos^{-1} (\cos i_A \cos i_B + \sin i_A \sin i_B \cos (a_B - a_A))$$

Avec :

ΔL en feet.

DLS en degré/100 ft.

II.4 Les Technique de Déviation :

En se reportant à la **figure II.9** précédemment explicitée, le forage dirigé est donc composé de plusieurs phases : kick-off, build-up, phase stabilisée, drop-off éventuellement. Ces différentes phases nécessitent différents moyens et techniques pour leur réalisation. [2]

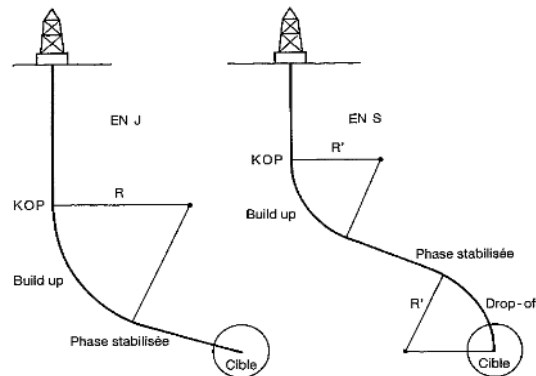


Figure II.9 Trajectoires types de forage dévié.

II.4.1 Les outils d'amorce de déviation :

Si la garniture est parfaitement verticale, il n'y a aucune force latérale à l'outil mis à part les hétérogénéité et pendage de terrains. Le forage reste vertical par l'effet pendulaire prépondérant des masses-tiges.

Pour dévier, il faut utiliser un moyen pour créer une force latérale. L'orientation de cette force dans la direction souhaitée de la trajectoire permettra de forer vers la cible. On dispose de trois types d'outils communément utilisés. [3]

↳ Le sifflet déviateur (whipstock) :

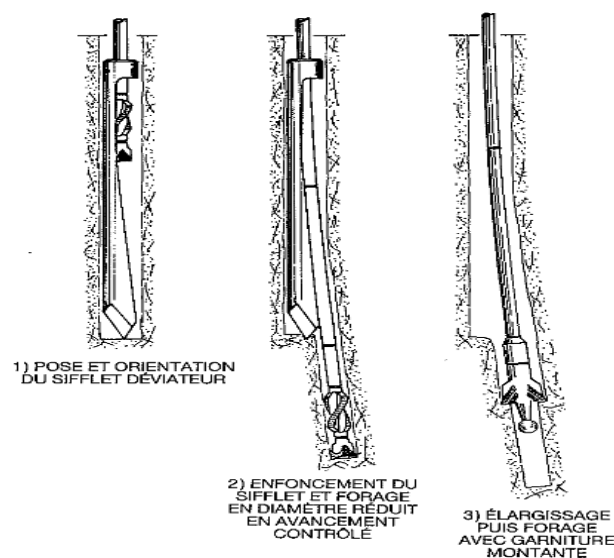


Figure II.10 Outil déviateur type sifflet (Whipstock)

Le jetting :

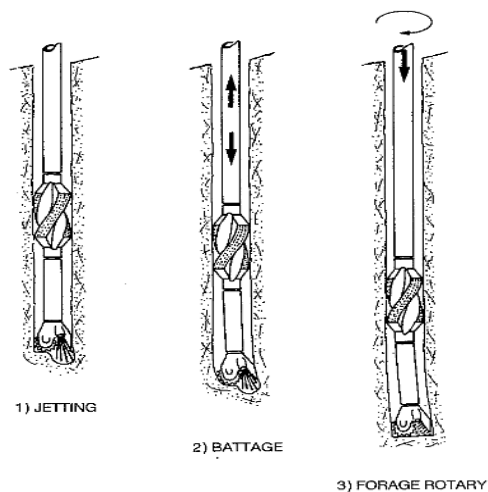


Figure II.11 Procédure de déviation par jetting.

Raccord coudé et moteur de fond (Fig II.12)

a. La turbine de forage

b. Le moteur volumétrique

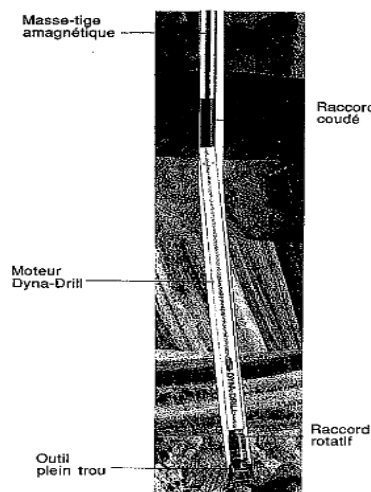


Figure II.12 Garniture de déviation avec utilisation d'un raccord coudé.

II.4.2 Garniture rotary en forage dévié(BHA) (Fig. II.12) :

Dès que possible, les foreurs abandonnent les outils initiaux ou de correction de déviation afin de revenir au forage rotary avec une garniture de fond classique. Mais s'il n'est plus possible de faire varier l'azimut, on peut forer en accentuant l'inclinaison, en diminuant l'inclinaison, ou en restant stabilisé grâce à l'utilisation de Stabilisateurs judicieusement disposés sur les 30 premiers mètres. Les masses-tiges supérieures ne servent principalement qu'à un additif de poids sur l'outil. [2]

- ✓ Garniture montante
- ✓ Garniture stabilisée
- ✓ Garniture descendante (dropoff)

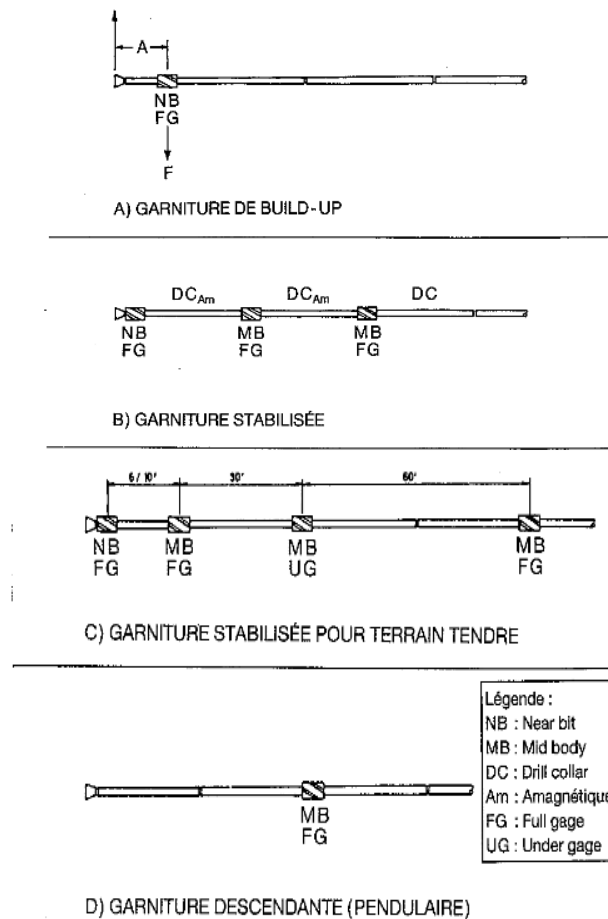


Figure II.13 Garnitures de déviation en forage rotary

II.4.3 Le forage horizontal :

II.4.3.1 Qu'est-ce qu'un puits horizontal ?

Forer horizontalement ne saurait constituer un objectif en lui-même, le but est de produire. Le terme puits ou forage horizontal est donc imprécis. Pratiquement, il apparaît comme générique d'une gamme de systèmes de production qui ont tous en commun le fait de présenter dans le réservoir producteur une section horizontale ou subhorizontale. [2]

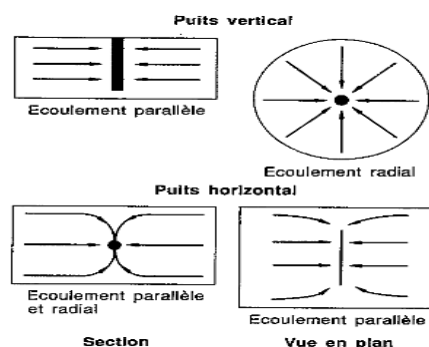


Figure II.14 Production en écoulements parallèles.

II.4.3.2 Cas d'application des puits horizontaux :

- ✓ Réservoirs fracturés
- ✓ Couches minces
- ✓ Formations compactes

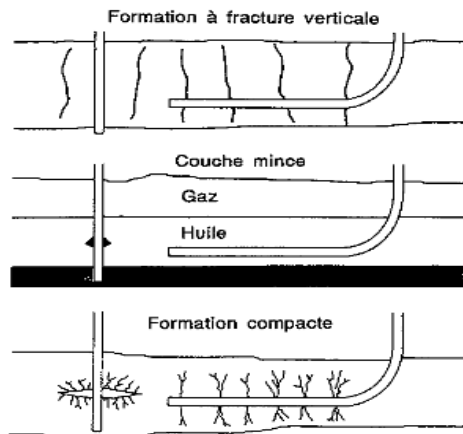


Figure II.15 Production par drains horizontaux.

II.4.3.3 Géométrie des puits horizontaux :

- ✓ **Section horizontale** : La productivité et la quantité récupérable par puits croissant avec la longueur de cette section.
- ✓ **Contrôle d'altitude** : Le contrôle d'altitude, qui s'exprime par le rayon du cylindre à l'intérieur duquel est maintenu le drain horizontal, est un des paramètres les plus importants.

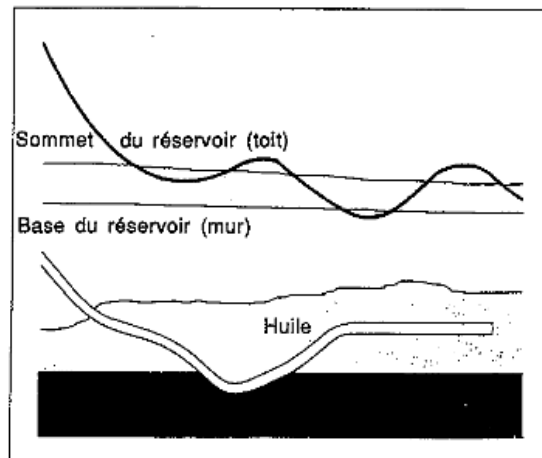


Figure II.16 Drain horizontal avec mauvais contrôle de l'altitude.

- ✓ **Rayon de courbure** : Le rayon de courbure de la partie de trajectoire qui relie la section verticale à la section horizontale.
- ✓ **Diamètre de la section horizontale** : Contrairement aux puits verticaux, les puits horizontaux ont une productivité qui est très peu sensible au diamètre du trou.

II.4.3.4 Le forage :

Les ingénieurs de réservoir qui veulent réaliser un drainage par puits horizontal fixent en général au foreur un point d'entrée dans le réservoir et une longueur horizontale minimale à réaliser suivant une direction donnée. [2]

A. Section verticale : A l'exception des puits forés avec un appareil à mât incliné, les puits horizontaux comportent une section verticale, plus ou moins longue, entre la surface et le point de départ de la déviation. (Fig. II.17)

B. Forage dévié : Cette partie du forage va du point de départ de la déviation(KOP) jusqu'à la phase d'approche de la cible.

C. L'approche de la cible : Ce ci est la phase la plus délicate de l'opération. La raison en est que la position de la cible n'est jamais connue avec précision.

D. Forage du drain : Durant cette phase, la difficulté principale réside dans l'obligation de maintenir le drain dans des limites d'altitude très strictes, qui peuvent être le toit et la base du réservoir, ou une distance minimale d'un contact gaz-huile ou eau-huile.

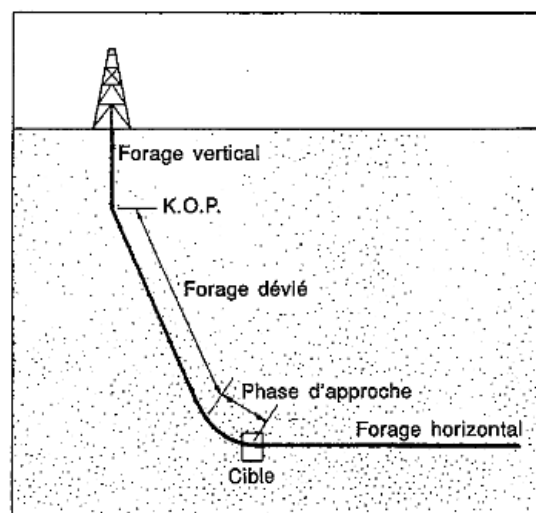


Figure II.17 Trajectoire type de forage horizontal à grand rayon

Chapitre III:

Instrumentation en Work Over (Stuck pipe & Fishing job)

Chapitre III Instrumentation en Work Over (Stuck pipe & Fishing job)

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'accidents peuvent survenir en interdisant la poursuite normale de l'opération.

Le terme instrumentation désigne les opérations dans un puits mettant en œuvre des instruments spécifiques permettant le rétablissement à la normale de la situation propice à la continuation du programme.

Nous allons tout d'abord énumérer les principaux types d'accidents possibles en cours de forage :

- 1) Présence de pièces métalliques sur le front de taille ; cela peut avoir plusieurs origines telles que le bris d'outils de forage ou la chute dans le puits d'outils de plancher.
- 2) Rupture de tubulaires dans le trou foré : il peut s'agir de cassures au niveau des masses-tiges, des tiges de forage, d'une colonne de casing ou tubing. Le problème à résoudre est alors de dégager le puits de ces longueurs de cylindres en acier.
- 3) Coincement de la garniture de forage : cela aboutit fréquemment au cas précédent, que ce soit rupture à la suite des tentatives de décoinement ou dévissage de la garniture pour un abandon provisoire de la partie coincée.

III.1 Cause des Instrumentation :

III.1.1 Matériel :

Paramètres entrent en jeu dans l'origine des accidents des problèmes liés au trou et le facteur humain. Le matériel une déficience du Pour ce qui concerne les outils de forage, leur bris peut résulter d'une mauvaise qualité ou d'une mauvaise technique d'utilisation. Un outil mal adapté à la formation traversée peut avoir des usures excessives qui provoquent des ruptures inattendues. De même, des paramètres mécaniques mal choisis peuvent avoir les mêmes effets.

En forage d'exploration, à des degrés variables en fonction de la connaissance des terrains, le risque de casse d'outil est plus grand surtout si le foreur s'applique à atteindre la vitesse d'avancement optimale.

La garniture de forage est surtout mise en péril par la fatigue, l'usure, l'entretien et le contrôle déficients ainsi que le mauvais usage. Les ruptures les plus courantes sont au niveau des filetages des masses-tiges où les contraintes sont les plus grandes. [2]

III.1.2 Problèmes liés au trou :

Les terrains mal consolidés provoquent des frottements importants pouvant aller jusqu'au coincement total de la garniture. Les terrains gonflants auront les mêmes conséquences. Les formations fortement perméables peuvent coincer la garniture par l'action de la pression différentielle résultant de la différence entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de pore de la formation. Le forage rotary effectué

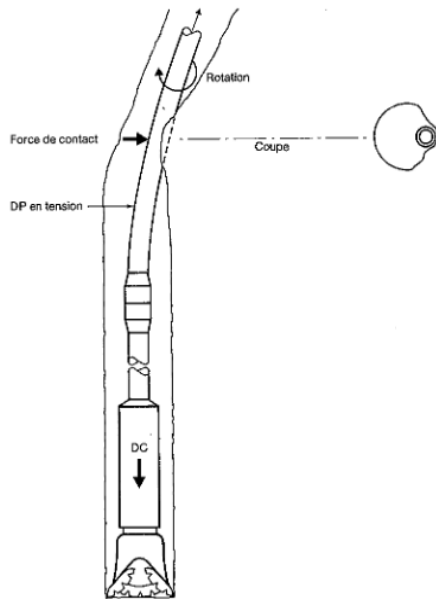


Figure III.1a la Formation de trou de serrure (key seat).

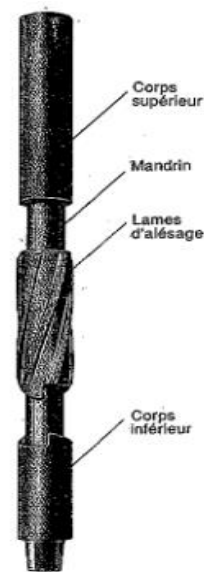


Figure III.1a Raccord pour aléser les key seat(key seat wiper). Il utilisée à la remontée en rotation

Dans les trous non rectilignes, usine par rotation des tiges le terrain en forme de trou de serrure (key seat) (Fig.III.1); lors de la manœuvre de remontée, le tool joint plus large que le corps de la tige s'accroche et peut s'y coincer.

III.1.3 Facteur humain :

Dans le domaine de la construction, les imprévus sont monnaie courante, tout comme les erreurs et les problèmes techniques. Parmi ceux-ci, la chute d'équipements dans les fosses constitue une préoccupation majeure. La décision de récupérer les outils avant qu'ils ne se détériorent dépend entièrement des conditions techniques en présence.

L'expertise et l'expérience du chef de chantier jouent un rôle crucial dans la réduction de ces risques. Toutefois, il se trouve souvent confronté à un dilemme : choisir entre la sécurité des équipements et l'efficacité du travail en appliquant les paramètres les plus performants.

Trouver le juste équilibre entre ces impératifs peut s'avérer complexe. Cela exige une analyse minutieuse de la situation, tenant compte à la fois des contraintes techniques et des impératifs de productivité. En fin de compte, la décision repose sur une évaluation prudente des risques et une gestion efficace des ressources disponibles.

III.2 Procédures de Résolution D'instrumentation :

Avant de mettre en œuvre des moyens importants donc coûteux, il est indispensable pour un superviseur de forage d'évaluer les chances de réussite et bien entendu son coût. La tendance actuelle, compte tenu des frais des sociétés de service, est de ne pas s'acharner mais d'envisager assez rapidement une opération de side-track, technique que nous traiterons plus loin. Pour la réussite d'une opération de repêchage, il est indispensable de connaître avec précision les

circonstances de l'accident, de pouvoir analyser les différents enregistrements concernant la phase de forage en cours, d'avoir à sa disposition le rapport journalier du géologue. La connaissance du

«Poisson» est évidemment également indispensable, Sa description est simplifiée par la constatation de ce qui manque à la remontée de la garniture. Le foreur doit respecter à la lettre les consignes et règles de l'art de la profession qui sont de mesurer et d'enregistrer sur cahier tous les détails des matériels de fond utilisés, en particulier diamètres extérieurs, diamètres intérieurs, longueurs, type de filetage... [2]

III.2.1 Matériels et méthodes utilisés pour résoudre les instrumentations dues à des bris de trépan :

Suivant la grosseur des débris métalliques, on utilisera Le panier à sédiment (basket sub (Fig. III.2). Pour repêcher des couleaux, des billes, des dents du trépan. Placé au-dessus d'un trépan une circulation de quelques minutes brusquement Coupée, permettra aux parties métalliques entraînées par le débit de boue de retomber dans le panier.

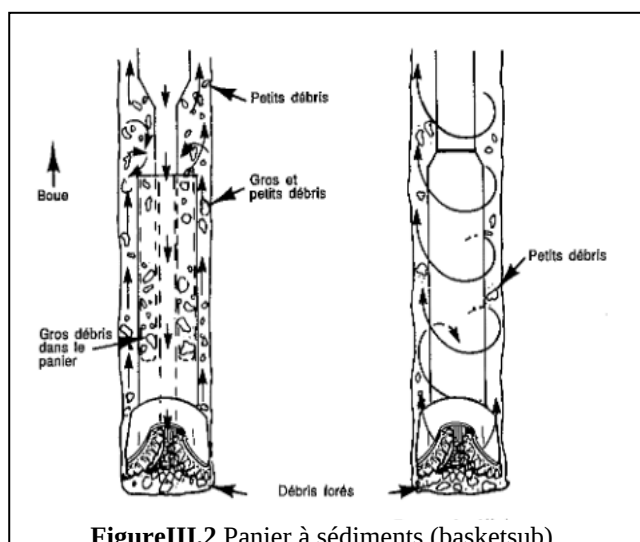


Figure III.2 Panier à sédiments (basket sub)

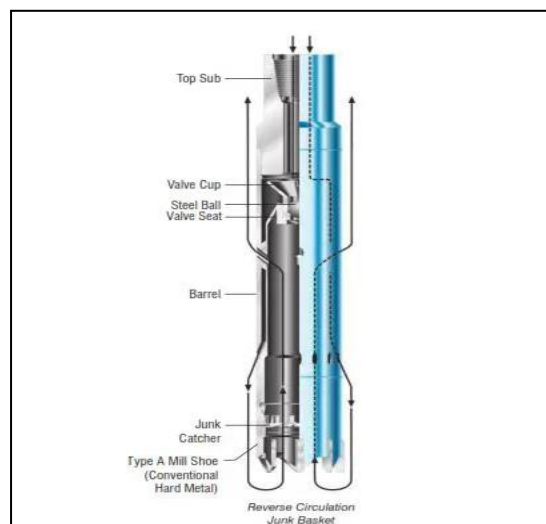


Figure III.3 Carottier de repêchage (junk basket) à circulation inverse

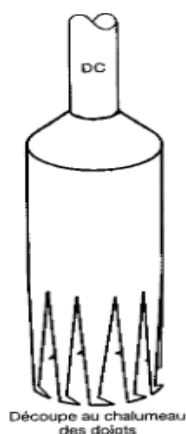
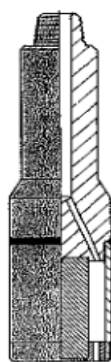


Figure III.4 Araignée



Diamètre du forage	Diamètre extérieur du corps	Filetage API regular
6	5"	2 7/8
8 1/2	7	4 1/2
12 1/4	11 1/2	6 5/8
17 1/2	16	7 5/8

Figure III.5 Aimant permanent



Figure III.6 Fraise (junk mill)

Cet outil est efficace pour débarrasser le fond du trou des débris métalliques après une instrumentation.

- **Le carottier de repêchage (junk basket) (Fig. III.3).**

Pour repêcher des molettes d'outil par exemple.

En prenant une carotte de quelques dizaines de centimètres et grâce à la position d'orifices qui permet une circulation inverse au fond du trou, on favorise l'introduction dans l'outil des débris qui étaient au-dessus du fond. Cela n'est possible que dans des terrains relativement tendres.

- **L'araignée (Fig. III.4).**

Fabriquée souvent sur le chantier, c'est un morceau de casing, dont les dents pourront se déformer pour emprisonner les débris lorsque l'on appliquera un poids de quelques tonnes sur cet outil.

- **L'aimant (Fig. III.5).**

Les aimants permanents sont utilisés pour débarrasser le fond du trou des petits débris métalliques.

- **Le junk mill (Fig. III.6).**

Avant d'utiliser un panier à sédiments, il est souvent utile de descendre un trépan tel que le junk mill, qui permettra de briser les pièces métalliques au fond du trou.

III.2.2 Matériels et méthodes utilisés pour repêcher une garniture cassée :

Lorsqu'il y a rupture de garniture, le chef de poste en est averti par la variation de trois paramètres :

- ✓ Diminution de charge à l'indicateur de poids,
- ✓ Chute de la pression de refoulement (la circulation ne passe plus par les jets du trépan)
- ✓ Variation du couple à la table de rotation.

Souvent, la rupture a été précédée par une chute lente de la pression de refoulement due à un percement de la garniture (wash out). Si elle n'est pas repérée, cela se traduit ensuite par une rupture du filetage ou de la tige.

La plupart des ruptures de garniture ont lieu :

- ✓ au niveau des filetages mâles des masses tiges qui travaillent à la flexion alternée.
- ✓ à 50 centimètres environ des tool joints femelles des tiges où l'action d'indentation des inserts des cales provoque des concentrations de contraintes et de la corrosion accélérée.

Dès que le chef de poste a constaté une rupture, il remonte la partie supérieure du train de sonde et peut alors savoir exactement quel est le diamètre et l'aspect de la tête du poisson et sa cote.

L'overshot est l'outil normalement utilisé (**Fig. III.7**) pour tenter de le repêcher. On utilise une fois de plus dans cet outil le principe du système cône-coins. [2]

Quand le poisson a été coiffé, et que l'on relève légèrement l'overshot, les parties coniques du corps remontent par rapport aux parties coniques de l'agrippant qui se coince ainsi entre le corps de l'overshot et le tubulaire. Un packer à l'intérieur du corps permet de faire étanchéité sur la tête du poisson, de rétablir la circulation dans l'annulaire du poisson et de faciliter ainsi le nettoyage du puits et la remontée de l'ensemble.

Si le poisson est coincé, et que l'on veut remonter la garniture, on relâche l'overshot par une rotation lente à droite qui permettra à la spirale de s'ouvrir et de se dégager du poisson.

Le problème essentiel est de pouvoir coiffer le poisson lorsque la tête de celui-ci est parfois placée au niveau de caves du trou. Il est alors nécessaire de placer sur l'overshot divers accessoires qui faciliteront le centrage de la tête du poisson (**Fig. III.8**). [4]

III.2.3 Matériels et méthodes pour résoudre un coincement de garniture :

Les méthodes seront différentes suivant l'origine du coincement :

- éboulement, resserrement du trou dus à une instabilité de la formation,
- collage par pression différentielle.

Dans le premier cas, il s'agit d'un problème purement mécanique qui ne se résoudra que par différentes actions mécaniques. Dans le deuxième cas, c'est un phénomène physique dû à la pression, on pourra en plus des mêmes actions mécaniques tenter de résoudre ce cas en agissant sur la pression différentielle.

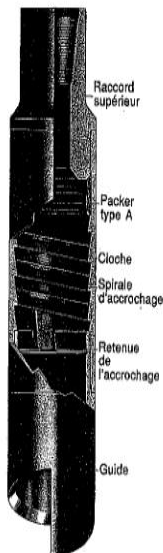
III.2.3.1 Coincement par instabilité :

Lorsque la garniture se retrouve coincée, le foreur dispose de plusieurs méthodes pour la libérer. Il peut utiliser le treuil pour effectuer des tractions ou des compressions, appliquer des couples à l'aide de la kelly ou de la power-swivel, ou encore nettoyer l'espace annulaire entre la garniture et le trou en faisant circuler de la boue de forage ou tout autre fluide susceptible de faciliter le déblocage :

Il est crucial de limiter la traction à la valeur de la tension supportable par l'élément le plus fragile de la garniture, afin d'éviter tout dommage.

En ce qui concerne la compression, seules les masses-tiges et les tiges lourdes (heavy weight) peuvent être soumises à une compression, et ce, dans certaines conditions de diamètre de forage.

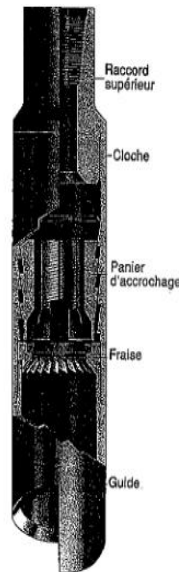
Quant à la torsion, l'utilisation de la kelly est souvent restreinte, car il est difficile de tourner et de tirer simultanément sans risquer de détériorer le carré d'entraînement. Dans ce cas, la solution optimale est de disposer d'une tête d'injection motorisée (power-swivel). [2]



Cloche de repêchage (overshot).



Overshot avec panier.



Guide surdimensionné



Cloche de recentrage

Figure III.8 Guides d'overshot

Figure III.7

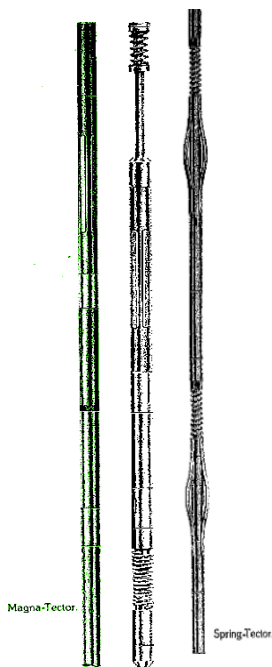


Figure III.9 Sonde de détection du point de coincement

➤ Magna tector :

Cet instrument mesure à la fois l'allongement et la déformation angulaire d'une garniture. L'instrument comprend deux bobines électromagnétiques reliées par un joint télescopique et une microcellule. Le courant électrique est envoyé par le câble coaxial de support et plaque alors les électroaimants sur la paroi intérieure du tubulaire. Les déformations appliquées à la garniture sont mesurées par la cellule et lues en surface. L'outil peut être descendu avec un détecteur de joint et une charge explosive (string shot) pour effectuer un back-off dès localisation du point de coincement. [5]

➤ Spring tector :

Principe identique au précédent, mais les électroaimants sont remplacés par des lames de ressorts qui jouent le même rôle. Cet outil est adapté aux garnitures aluminium ou amagnétique.

Si ces tentatives sont infructueuses, il est possible d'envoyer au droit du point de coincement, par circulation, des bouchons de fluides favorisant le décroincement tels des lubrifiants, du gas-oil, des acides pouvant dissoudre les roches carbonatées.

Pour une plus grande précision sur ces opérations et leur prolongation, il est nécessaire de connaître la position du point de coincement. Dans une première approche, le foreur utilise la loi de l'élasticité :

$$F/s = E \times \Delta l/L$$

F/s : La contrainte ou force par unité de surface (en pascals, Pa)

E : Le module d'Young (en pascals, Pa) / **$\Delta l/L$** : La déformation relative (sans unité)

d'entraînement après avoir appliqué la traction F , il peut donc calculer L qui représente la longueur libre de la garniture. (E : module d'Young, s : section des tiges).

Pour une localisation plus précise, on fait appel aux sociétés de mesure qui descendront une sonde à l'intérieur de la garniture. Lorsque cette sonde est activée (free point Locator) (**Fig. III.9**), elle transmet un allongement de la garniture lorsque celle-ci est soumise à une traction. Lorsque la sonde est positionnée sous le point de coincement, elle ne transmet plus d'allongement: le coincement est alors localisé.

La garniture étant toujours coincée, le foreur pourra tenter un back-off ou dévissage de la garniture libre.

Principe du back-off : Dans l'optique de procéder à l'extraction de la garniture près du point de blocage, suivi de la réinstallation de la pièce libre et ultérieurement du positionnement adéquat de la garniture de récupération appropriée à la situation, une méthodologie précise s'impose. Dans un premier temps, il convient de garantir l'homogénéité du couple de blocage de l'ensemble des filetages en re-verrouillant la garniture grâce à l'application d'un couple dans le sens horaire, en utilisant la table pour maintenir une force appropriée. Par la suite, il est recommandé d'appliquer, également via la table, un couple dans le sens antihoraire, correspondant à 80% de la valeur du couple de serrage précédemment exercé. [7]

Une fois la tension ajustée sur la garniture afin de placer le point neutre (c'est-à-dire une contrainte axiale nulle) au niveau du joint à désassembler, une charge contrôlée est alors délivrée au câble à l'intérieur de la garniture jusqu'à cette dimension spécifiée. L'impact de cette charge explosive, combiné au couple dans le sens antihoraire, permet le desserrage du raccord le moins précontraint.

À ce stade, les procédures peuvent diverger selon plusieurs axes :

- Descente d'une garniture de battage.
- Descente d'une colonne de surforage.
- Cimentation du poisson en place et side-track.

A. Garniture de battage :

La méthode de raccordement sur le poisson est exposée dans la section II.2.2 (overshot). Cependant, il est essentiel de compléter cette garniture par l'ajout d'un joint de sécurité (safety joint) situé au-dessus de l'overshot. Ce dispositif de sécurité garantit, en toutes circonstances, la possibilité de desserrer et de récupérer tous les équipements situés au-dessus du joint.

L'objectif fondamental de cette garniture réside dans la capacité à descendre une coulisse de battage dans le puits. Cette coulisse de battage est conçue pour administrer des chocs, principalement vers le haut, mais également vers le bas afin de libérer le poisson de son enchevêtrement.

Il existe des coulisses mécaniques (voir **Fig. III.10**) ou hydrauliques dont le principe est explicité **figure III.11**. [4]

B. Garniture de surforage :

C. La tâche consiste à reforer l'espace annulaire tubulaire ou le trou pour déloger le poisson. La garniture utilisée à cet effet comprend une couronne, des tubes de surforage (washover pipe) qui correspondent au diamètre du poisson et du forage, un joint de sécurité, ainsi que des masses-tiges. Il est important de noter que la colonne de surforage est intrinsèquement sujette aux contraintes mécaniques, et sa longueur pratique maximale est limitée à 150 mètres, comme illustré dans la **Figure II.12**. [2]



Figure III.10a Coulisse mécanique de battage

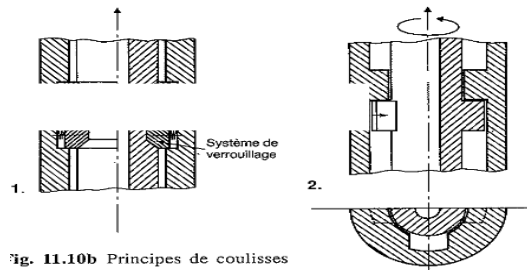


Fig. III.10b Principes de coulisses

Figure III.10b Principes de coulisses mécaniques

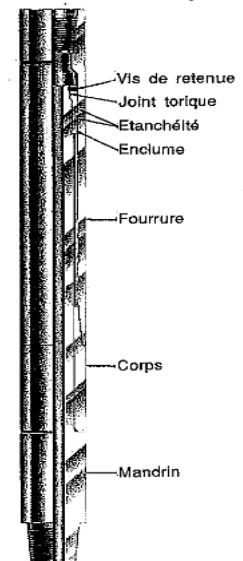


Figure III.10c Coulisse de battage (bumper sub)

- **Coulisse mécanique de battage** : Elle permet de battre vers le haut comme vers le bas. La force du coup est réglée par le couple à droite mis dans la garniture et qui correspond à l'accrochage des peignes entre eux. L'énergie de traction ou de compression est restituée en choc vers le haut ou vers le bas lorsque la force axiale dépasse la friction d'accrochage des peignes. Cette coulisse simple et fiable est limitée en battage vers le bas par le poids des masses-tiges qui sont situées au-dessus.
- **Principes de coulisses mécaniques** : Ces deux principes sont similaires à la coulisse Mac-Cullough, mais :
 1. Il n'y a pas besoin de couple, le réglage de la coulisse est fait avant la descente en comprimant plus ou moins les ressorts des verrous.
 2. C'est une simple baïonnette, l'énergie de traction est appliquée lorsque la baïonnette est verrouillée. Le choc a lieu lorsque, par rotation d'un quart de tour, la baïonnette est déverrouillée.
- **Coulisse de battage (bumper sub)** : Cet appareil est un joint couissant permettant de transmettre la rotation et d'assurer la circulation du fluide de forage.

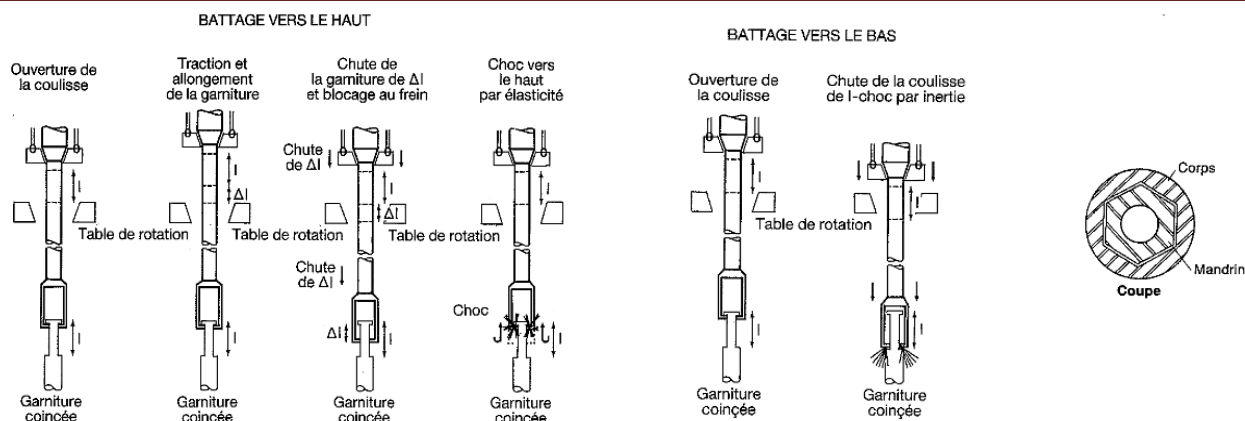
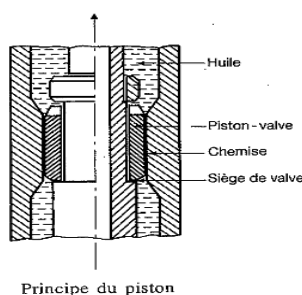
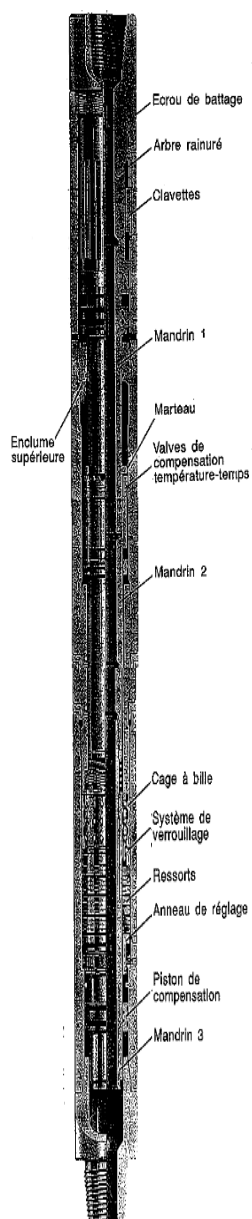


Figure III.10d Principe de battage vers le haut et vers le bas



➤ **Coulisse hydraulique :** Ces coulisses ne peuvent battre hydrauliquement que vers le haut. Certaines sont utilisables comme des bumper subs vers le bas. Elles sont très efficaces. Le principe est constitué par un verrouillage hydraulique en piston (valve) à fuite contrôlée. Lorsque le piston se trouve au niveau de l'élargissement de la chemise. Il n'y a plus de retenue et le marteau va cogner l'enclume. [9]

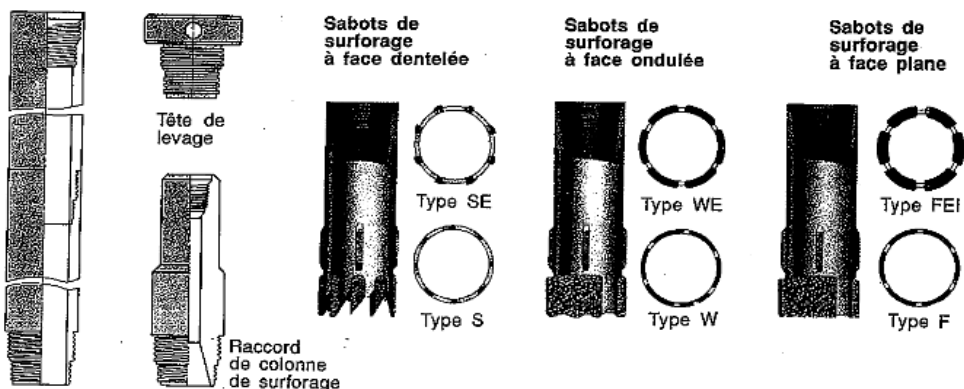


Figure III.12 Exemple d'équipements de colonne de surforage (washover)

Figure III.11 Coulisser hydraulique

C. Side-track (Fig.11.13) :

Cette opération est entreprise lorsque toutes les tentatives pour récupérer le poisson ont échoué, ou lorsque le coût de l'opération est jugé disproportionné par rapport à la valeur du poisson. L'objectif est de forer un nouveau trou en légère déviation au-dessus de la tête du poisson, permettant ainsi de reprendre la progression vers l'objectif initial en parallèle au trou abandonné, mais à une distance d'une dizaine de mètres. [4]

Les étapes successives de cette procédure comprennent :

- ✓ Le placement d'un bouchon de ciment à la cote prévue du side-track, suivi d'une période d'attente pour le séchage.
- ✓ Dans le cas d'un side-track dans un trou tubé, l'utilisation d'une fraise à couteau pour créer une fenêtre dans le casing.
- ✓ La descente de la garniture de déviation, comprenant un mateur de fond et un raccord soudé équipé d'un outil de forage de diamètre inférieur à celui de la phase en cours.
- ✓ Le forage du build-up sur la longueur d'une tige, suivi de la mesure de déviation.
- ✓ La descente d'une garniture rotary pendulaire pour élargir le build-up et réorienter la trajectoire vers la verticale.
- ✓ Le forage des dog-legs avec une garniture adaptée.

Malgré le caractère relativement courant de cette opération de nos jours et son coût relativement modéré, il convient de prendre en considération ses répercussions sur l'architecture du puits. La formation de dog-legs au niveau du side-track peut entraîner une usure importante du casing en place par les tiges de forage. De plus, la résistance à la pression de cette colonne peut être significativement altérée. Dans le cas d'un puits de développement, il est possible que le pompage par tige soit interdit. [2]

III.2.3.2 Coincement par pression différentielle :

Ce type de blocage est fréquemment rencontré, en particulier suite à l'application de la technique de contrôle des influx de fluides, qui implique le maintien d'une pression hydrostatique plus élevée dans le trou par rapport à la pression des fluides présents dans les pores de la formation. Cette différence de pression agit directement sur les formations poreuses et perméables, entraînant l'adhésion de la garniture contre les parois. La force d'adhérence est directement proportionnelle au ΔP (différence de pression) et à la surface de contact entre la tige de forage et la paroi du trou. Cette surface de contact revêt une importance significative uniquement lorsque le gâteau de boue est épais et très perméable. Ainsi, le blocage par adhérence ne peut se produire qu'après une immobilisation complète de la garniture, initiée par un contact et une étanchéité initiale (Figure III.14). [3]

Méthodes de résolution : Les grands principes sont évidemment d'agir directement sur les causes du coincement, c'est-à-dire le AP, la surface de contact et le coefficient de friction acier/cake.

- Une fois la cote de coincement connue, on peut tenter d'injecter par circulation un bouchon d'un produit lubrifiant qui, diffusant dans l'IC cake, vient créer un film gras à la surface de la garniture pour diminuer f . Pendant le temps d'action de ce bouchon, il faut continuer à effectuer des tractions sur la garniture, toujours dans les limites mécaniques admissibles.
- Réduction de la pression hydrostatique : cela n'est évidemment envisageable que lorsque l'on est certain de ne pas déclencher une venue. Il y a plusieurs techniques possibles : allégement de l'injection de bouchons de fluides légers, ou même méthode des DST après pose d'un packers. Il faut évidemment dévisser la garniture libre pour descendre un train de test.
- On peut évidemment tenter de se libérer par la méthode classique : back-off et descente d'une garniture de battage.

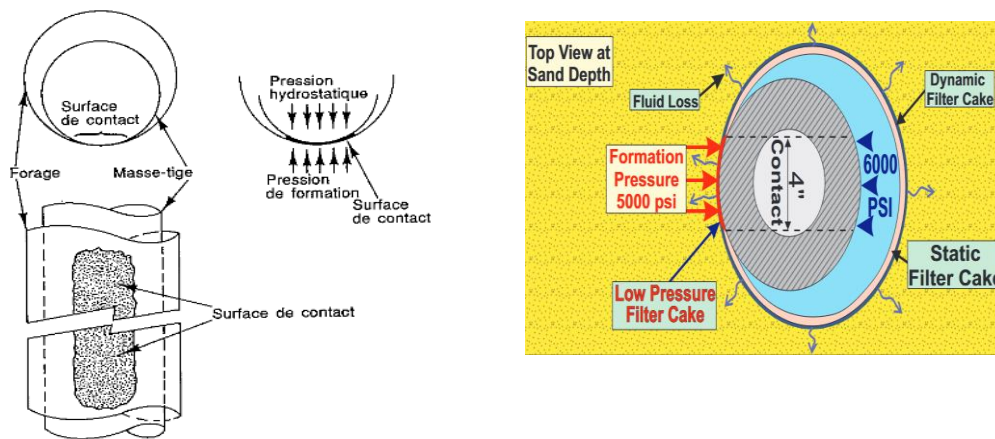


Figure III.14 Principe du collage par pression différentielle.

III.3 Les outils de repêchage :

III.3.1 Outils à pris externe :

III.3.1.1 Overshot :

Lorsque la tête de poisson ne comporte pas de filetage (rupture) ou si ce dernier est inutilisable, le meilleur outil de raccordement est l'Overshot (Fig III.16). Sa résistance à la traction est comparable à celle du train de tige pour les types couramment utilisés.

Par contre, son étanchéité et sa résistance au couple à gauche sont limitées. D'autre part, son diamètre extérieur, voisin du diamètre du trou, le rend incoiffable.

Il permet le passage d'un coupe tube intérieur et de l'équipement de back off pour une récupération éventuelle de la partie libre du poisson. Cet outil fiable et robuste est simple à mettre en œuvre et donne d'excellents résultats quand il est correctement utilisé. [2]

L'outil est constitué de trois parties :

- Le top sub qui permet de raccorder l'Overshot à la garniture de repêchage,

- Le corps de l'Overshot qui comporte intérieurement une partie hélicoïdale conique semblable à un gros filetage à gauche. Cette portée hélicoïdale peut recevoir deux systèmes différents de prise :
 - le système de spirale agrippante « spiral grapple », c'est un ressort en forme d'hélice utilisé pour des poissons ayant un diamètre extérieur proche de la prise maximum de l'overshot.
 - le système à coins « basket grapple », c'est un cylindre segmenté utilisé quand le diamètre extérieur du poisson est au moins 1/2 " plus petit que la prise maximum de l'overshot.
- le guide qui sert à faciliter la prise du poisson.

En général on utilise les :

- Spirals-grapples pour repêcher sur les corps de masses tiges,
- Baskets-grapples pour repêcher sur les corps de tiges et sur les tool-joints de tiges.

Des joints en caoutchouc assurent l'étanchéité entre la garniture de repêchage et le poisson et rendent la circulation possible.

III.3.1.2 Différents types d'Overshot :

Un Overshot se caractérise par son diamètre extérieur et par son type qui renseigne sur la résistance à la traction et au battage. Bowen propose 5 types :

- Le type **FS** (Full Strength) conçu pour supporter tous les efforts de traction, de torsion et de battage,
- Le type **XFS** (Extra Full Strength) conçu pour travailler dans les conditions les plus dures,
- Le type **SFS** (Semi Full Strength) conçu pour des conditions de puits particulières supportant les tractions maximales,
- Le type **SH** (Slim Hole) conçu pour supporter uniquement des tractions importantes,
- Le type **XSH** (Extra Slim Hole) conçu uniquement pour remonter un poisson sans traction.

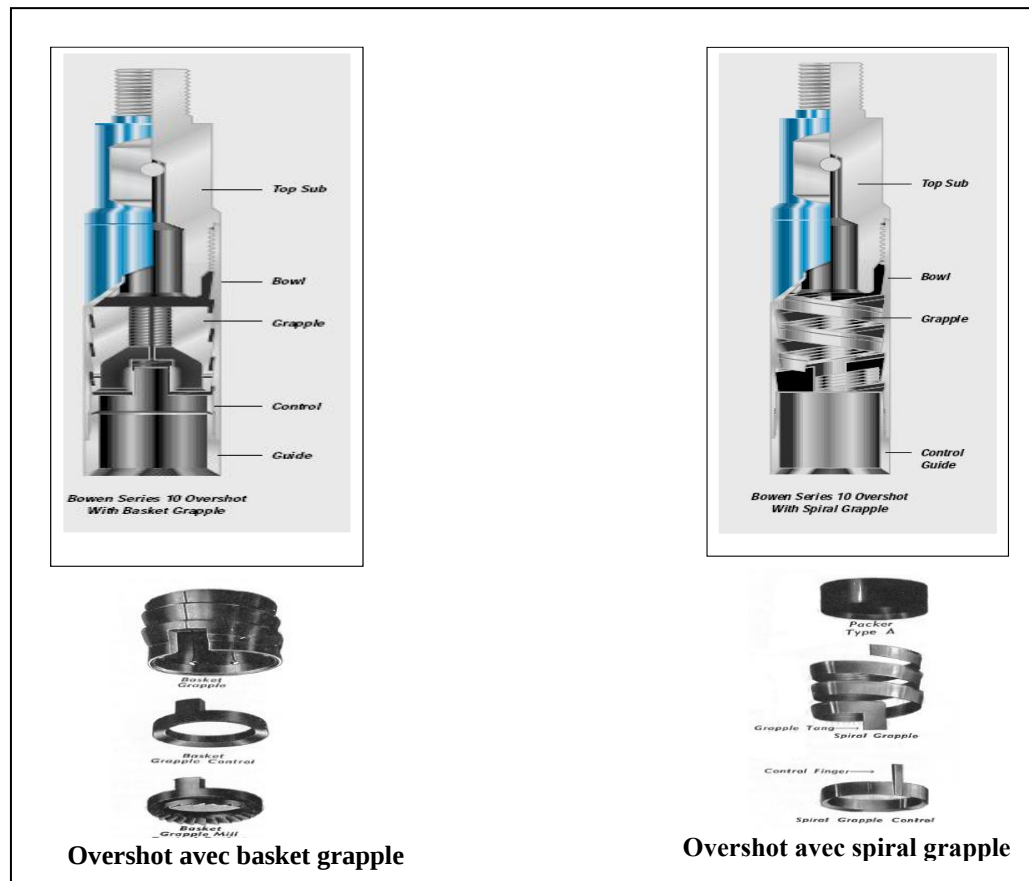


Figure III.15 Overshots.

▪ Mode opératoire :

L'Overshot sera équipé avec un spiral grapple ou avec un basket grapple d'un diamètre correspondant à celui du poisson.

Environ un mètre au-dessus du poisson, circuler en manoeuvrant doucement pour nettoyer la tête du poisson et l'intérieur de l'Overshot.

Stopper la circulation (certains gardent un débit de circulation faible), descendre doucement en tournant lentement à droite pour coiffer le poisson.

Lorsque le poisson est coiffé (on doit constater une légère diminution de poids et une augmentation de la pression de refoulement si la circulation a été maintenue), arrêter la descente et la rotation.

Dégager lentement tout en surveillant le poids. La traction a pour effet de contracter le grapple et de le coincer entre le poisson et le corps de l'Overshot (plus la traction sera importante, plus le poisson sera accroché).

Si cela est possible, circuler avant de remonter pour nettoyer l'espace annulaire autour du poisson. La remontée se fera sans rotation.

Dans le cas d'un poisson coincé et après essais de décoincement sans résultat (battage, bouchon d'acide, etc.), il est possible de relâcher l'Overshot comme suit :

- Taper vers le bas en tournant à droite, ces deux actions doivent être simultanées, dégager le train après relâchement,
- Si le relâchement est difficile, donner plusieurs secousses vers le bas en appuyant légèrement sur l'Overshot. Cela permet de remettre le grapple en face de la partie la plus large de la portée hélicoïdale et ainsi de l'ouvrir.

III.3.1.3 Les cloches taraudées (Die Collard ou Box Tap) :

Cet outil (Fig III.16) a été pratiquement remplacé par l'Overshot car elles supportent très peu de traction et son emploi est limité à quelques cas particuliers :

- Tête de poisson présentant un diamètre extérieur trop grand pour la prise à l'Overshot.
- Tête de poisson trop abîmée pour être coiffée avec un Overshot (même dans ce cas, il est préférable de fraiser ou de couper la tête du poisson pour pouvoir ensuite descendre un Overshot).

L'outil consiste en un cylindre conique comportant à l'intérieur un filetage fin traité thermiquement pour être durci, de conicité de 4 degrés comportant 6 filets au pouce. Descendre au top du poisson, circuler pour nettoyer la tête, puis descendre lentement en tournant pour visser la cloche et ceci jusqu'à atteindre le maximum du torque autorisé pour les tiges. Ne pas oublier d'incorporer dans la garniture un joint de sécurité (juste positionné au dessus de la cloche) car une fois vissé, il est quasiment impossible de se déconnecter. [2]

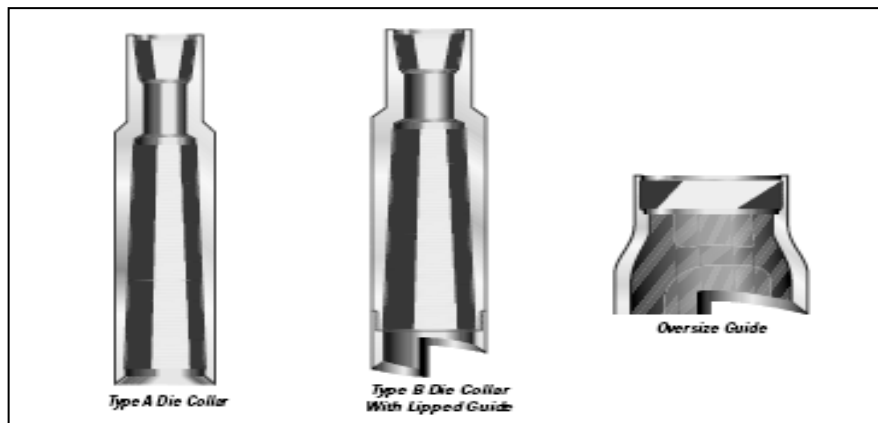


Figure III.16 Cloches taraudées (Die Collard)

III.3.2 Outils de prise interne :

III.3.2.1 Les arraches tubes (Releasing Spear) :

Le Releasing Spear est l'outil préféré pour le repêchage des tiges de forage, tubing et casing, il y a plusieurs modèles de spear mais le plus répandu est le « Bowen Full Circle Releasing Spear » [2]

- **The Bowen Full Circle Releasing Spear:**(Fig III.17)

▪ Application :

Ils sont utilisés pour s'engager à l'intérieur du poisson tel que des tiges, casing et tubings, ils fournissent une large surface de contact entre le poisson et les segments de coins. Ils sont utilisés conjointement avec une garniture de battage pour repêchage, comme ils peuvent être utilisés avec un outil de coupe interne pour couper et remonter le poisson.

▪ Construction :

L'outil est constitué d'un raccord supérieur, un corps, segments à coins, un système de coincement à friction, une bague de sécurité et un sabot (Nut). Le corps est usiné en plusieurs étages de sections coniques. Cette partie est assortie de surface conique sur les segments à coins de telle façon que les segments s'écartent quand on les manoeuvre vers le bas par rapport au corps.

• Opération :

Après assemblage du Full Circle Spear avec les dimensions corrects des coins correspondant au diamètre intérieur du poisson à repêcher, et en étant sûre que ceux –ci sont en position rétractées, descendre avec une garniture appropriée. Au top du poisson, descendre doucement, jusqu'à s'engager dans le poisson, puis tourner lentement à gauche pour mettre le grapple en position de prise (au moins 1 tour).

Cela permet de désengager les pattes et les doigts des coins. En remontant, les coins doivent agripper le poisson. Pour relâcher le poisson, battre vers le bas avec le bumper sub et tourner 2 à 3 tours à droite pour remettre les coins en position rétractée, et remonter lentement. Si le spear ne se libère pas, une autre méthode consiste à battre vers le bas, puis tourner lentement tout en remontant la garniture. [10]

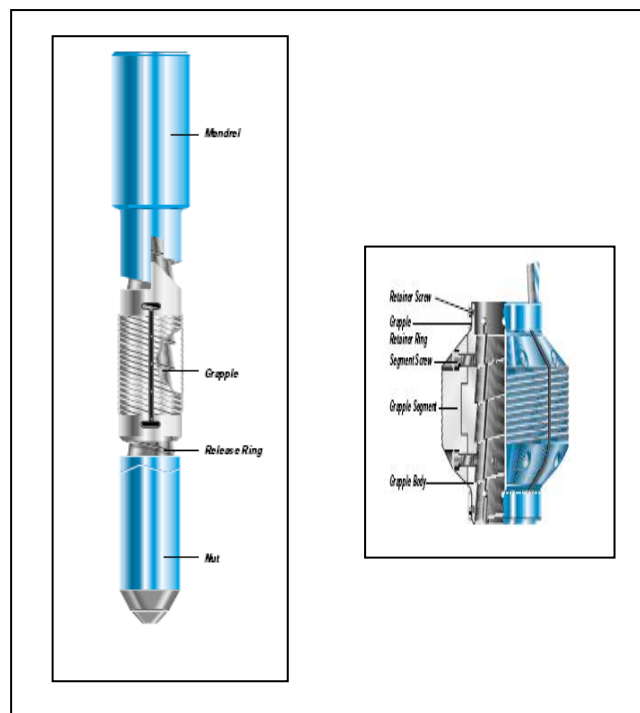


Figure III.17 The Bowen Full Circle Releasing Spear.

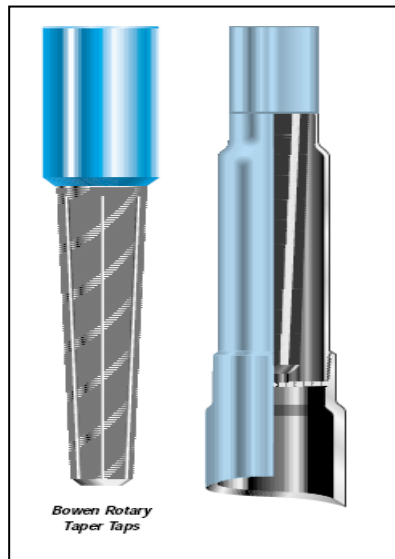


Figure III.18 Taraud long (Taper Tap).

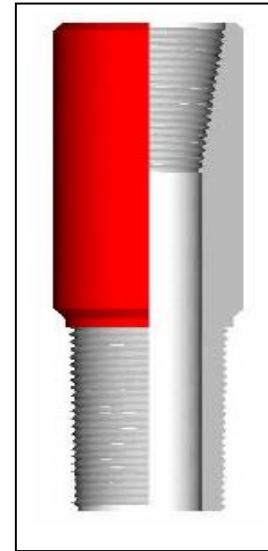


Figure III.19 Taraud Pin Tap.

III.3.2.2 Les tarauds longs (Taper Tap) (Fig III.19) :

Généralement utilisé pour le repêchage des masses tiges, car c'est l'outil le plus simple pour ce genre d'opération. Il doit être mis en œuvre toujours avec un joint de sécurité et une coulisse. Le Taper-Tap est construit d'une seule pièce avec un filetage conique durci par le traitement thermique (conicité 4°, 6 filets au pouce). Le diamètre intérieur d'un taraud est toujours trop petit pour laisser passer l'outil de back-off, c'est son inconvénient.

- **Fonctionnement :**

En arrivant sur la tête du poisson, on circule pour nettoyer les sédiments. Ensuite on maintient la circulation et on descend lentement sur le poisson jusqu'à observer une légère variation de poids et une montée de pression. C'est le signal que le Bumper-Sub est fermé et en commençant à tourner, le Taper-Tap va commencer à tarauder le poisson.

III.3.2.3 Les tarauds Courts (Pin Tap) (Fig III.20)

Les pin-taps sont utilisés pour mordre dans les tool joint d'un poisson (DC, DP). Ils ont un diamètre intérieur supérieur aux taper-taps donc permettant plus facilement le passage des outils Wire-line. Le Pin-Tap est un taraud conique qui doit avoir la même conicité que le tool joint femelle à repêcher ou légèrement inférieur. Son épaulement est réduit de façon à pénétrer le plus loin possible dans le poisson. Le filetage subit un traitement thermique de durcissement.

III.4 Les type des garnitures de repêchage :

III.4.1 Garnitures de battage (Fig.III.20) :

Il est recommandé de mettre un joint de sécurité au dessus du système d'accrochage que ce soit un overshot, pill-top, taraud ou cloche. Ces raccords se dévissent à gauche avec un faible couple, on peut ainsi être assuré de pouvoir remonter tout ce qu'il y a au-dessus du joint pour un abandon définitif ou changement de garnitureM3 car la reconnexion est également aisée. Les coulisses hydrauliques sont avantageux d'un ressort pneumatique qui augmentera la vitesse des masses-tiges lorsque la coulisse déclenche. [2]

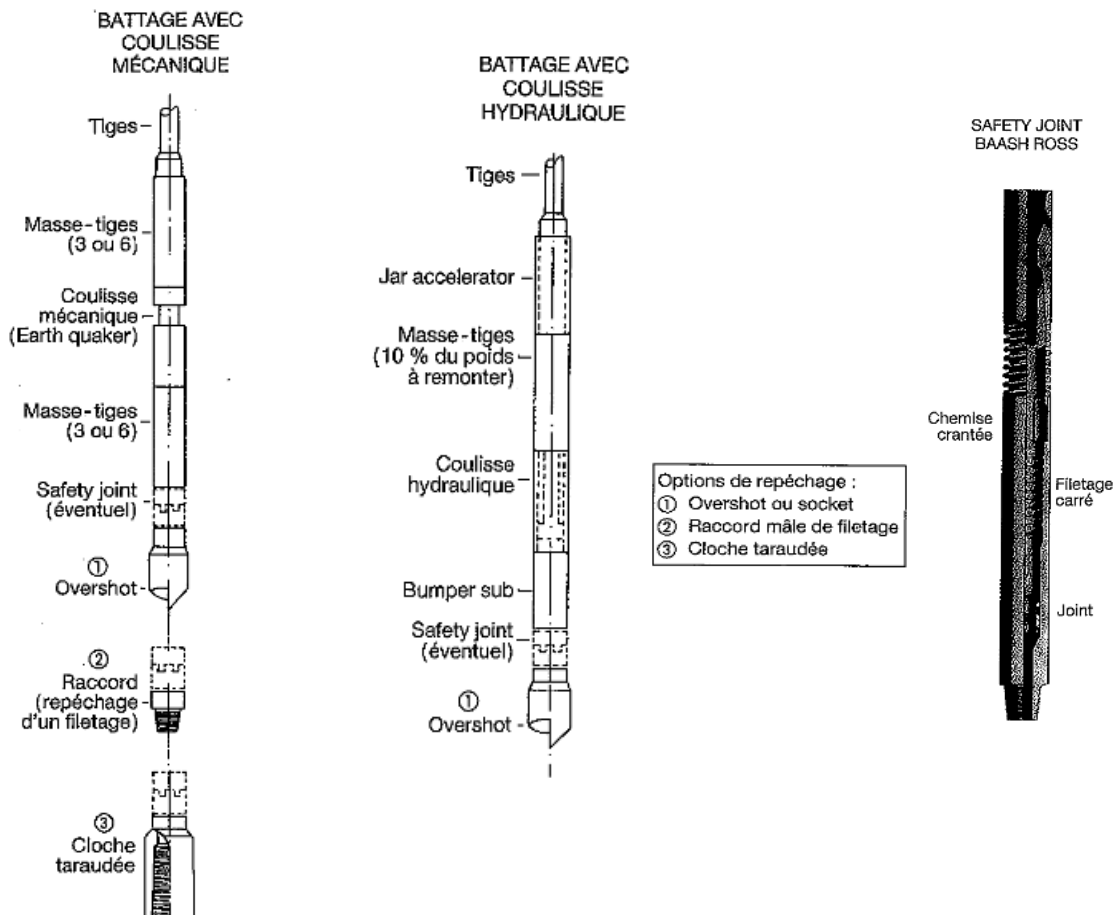


Figure III.20 Garniture de battage

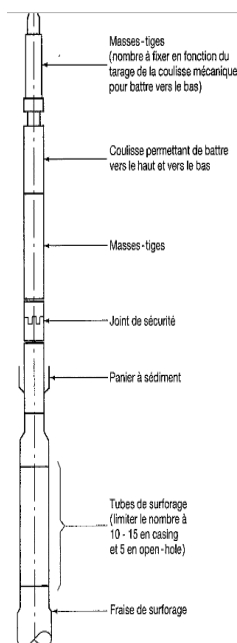


Figure III.21 Garniture de surfage.

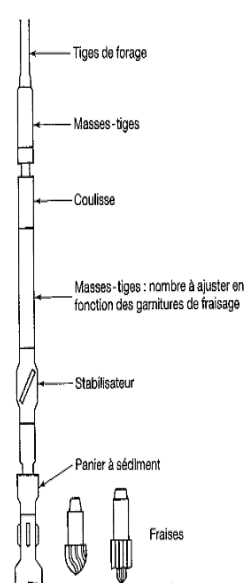


Figure III.22 Garniture de fraisage.



Figure III.23 Garniture de repêchage par l'intérieur.

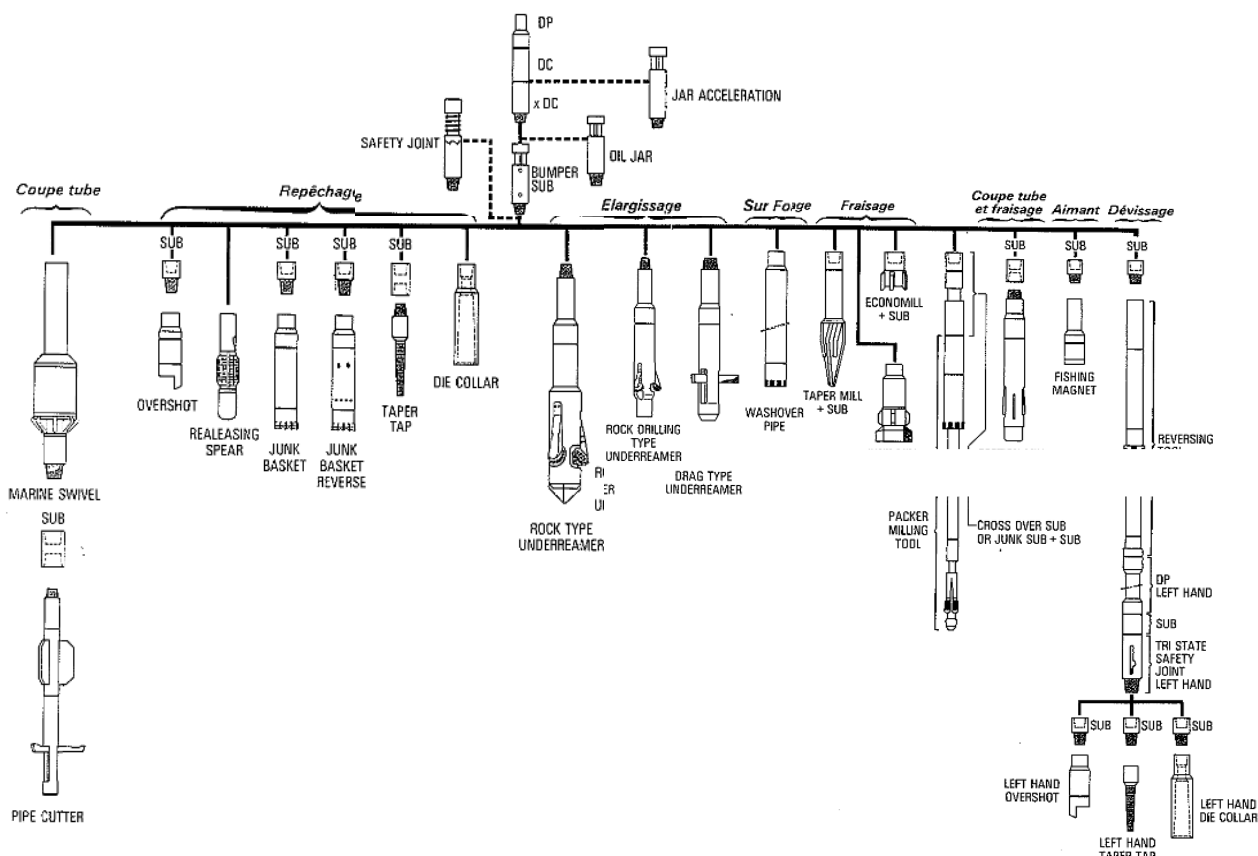


Figure III.24 : Résumé des garnitures types

III.4.2 Garniture de surforage (Fig. III.21) :

Il est nécessaire de doter la garniture d'un dispositif permettant le battage à la fois vers le haut et vers le bas. Le panier à sédiments est chargé de collecter les copeaux provenant des éléments en acier qui sont surforés. L'opération de surforage est délicate en raison de la génération de couples importants et très irréguliers. Cette situation est d'autant plus préoccupante que les couples de blocage des colonnes de surforage sont relativement faibles.

III.4.3 Garniture de fraisage (Fig. III.23) :

En trou tubé comme en découvert, les fraises doivent être parfaitement stabilisées.

III.4.4 Garniture de repêchage avec releasing-spear (Fig. III.22)

Cette garniture permet de repêcher un tubulaire comme casing, tubing par l'intérieur. L'ancrage nécessitant une rotation à gauche, il est impossible d'utiliser un joint de sécurité.

III.4.5 Résumé des garnitures types (Fig. III.24)

Ce panorama n'est pas exhaustif, mais montre la variété et la complexité en équipements des diverses opérations possibles de repêchage.

Chapitre IV :

Les techniques de résolution d'un coincement

Chapitre IV Les techniques de résolution d'un coincement

Introduction

La résolution d'un problème de coincement est très difficile et les résultats ne sont pas toujours certains.

Avant de mettre en œuvre des moyens humains, matériels et techniques très importants et très coûteux, il est indispensable pour un superviseur de forage d'évaluer les chances de réussite avant de lancer une nouvelle opérations.

Compte tenu des sommes très importantes à engager surtout les frais des sociétés de service, il n'est pas préconisé de s'acharner sur le repêchage de la garniture mais d'envisager assez rapidement une opération de déviation du puits (side track technique que nous traiterons plus loin).

IV.1 Les techniques utilisées pour libérer la garniture coincée [9] :

La procédure de résolution d'un coincement avéré, il est préférable d'essayer les techniques les plus simples avant d'arriver à la plus complexe et à la plus coûteuse. [Figure IV 1].

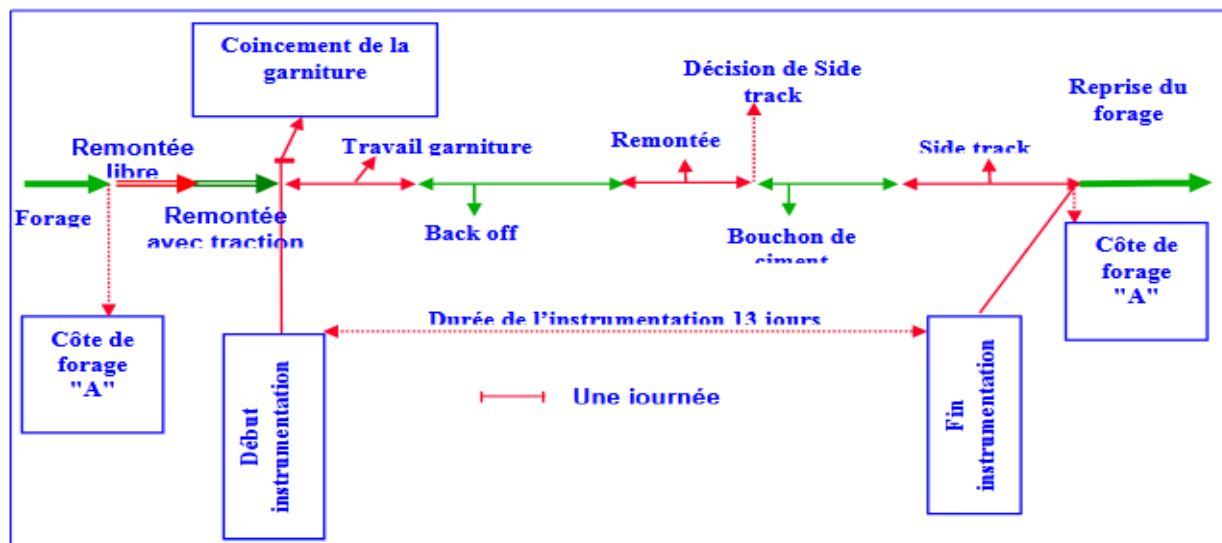


Figure IV 1 : Diagramme de décision pour résoudre un problème de coincement d'une garniture de forage.[9]

IV.1.1 Injection des bouchons lubrifiants [9] :

Ces bouchons sont mis en place dans la zone du coincement afin de lubrifier la garniture et de faciliter son décoinement.

IV.1.2 deuxième méthode utilise pour libéré la garniture coincée battage [10] :

Le principe consiste à frapper fortement la partie coincée de la garniture qui joue le rôle d'enclume avec la partie libre qui joue le rôle de marteau et à provoquer des vibrations suffisamment importantes en amplitudes et en durées pour libérer le poisson

IV.1.2.1 Critère de choix de la coulisse de battage:

- diamètre du tubage en place
- diamètre extérieur de la coulisse
- puissance de la coulisse

IV.1.2.2 Placement de la coulisse :

Plus la coulisse est placée bas dans la garniture, plus la masse en mouvement est grande, moins la vitesse est élevée. En conséquence, l'intensité de la force sera faible et la durée importante

IV.1.2.3 Sens de battage :

La masse est principalement fournie par les masses-tiges et les tiges lourdes se trouvant au dessus de la coulisse.

La vitesse de déplacement au niveau de la coulisse est obtenue :

- **Vers le bas :**

Par la chute de la garniture soumise à son propre poids.

- **Vers le haut :**

Par l'élasticité du train de tiges.

IV.1.2.4 Sens de battage à choisir :

Pour que le battage soit efficace, il est important de bien identifier la cause du coincement pour choisir le sens le mieux adapté au problème. En effet une erreur de sens peut aggraver la situation.

IV.1.2.5 Définition d'une coulisse de battage :

Une coulisse de forage est un élément de garniture à longueur variable, elle dispose pour cela d'une course libérable, dans le cas où la garniture est coincée sous la coulisse, cette dernière permet de développer une force d'impact à partir de l'énergie potentielle que représente la garniture libre au-dessus (libre relativement à la course d'ouverture) cette force est susceptible de libérer la partie coincée qui peut être appliquée vers le haut ou vers le bas

IV.1.2.6 Différents types de coulisses :

Il existe des coulisses mécaniques, hydrauliques et hydromécaniques. Ces dernières ont une combinaison d'une partie mécanique et d'une partie hydraulique, l'une battant dans un sens, l'autre dans l'autre sens.

La majorité d'entre elles permettent de battre vers le haut et vers le bas Une coulisse peut être descendue en position ouverte (coulisse en tension), en position fermée (coulisse en compression) ou en position intermédiaire (position neutre)

a. Les coulisses mécaniques :

- Se déclenchent à partir d'une certaine traction ou compression.
- Valeurs réglées en surface ou fond, Sur certains modèles l'augmentation du couple à droite augmente le seuil de déclenchement.

b. Les coulisses hydrauliques :

Une coulisse hydraulique se compose d'un mandrin (forme cylindrique) intérieur et d'un corps extérieur délimitant deux chambres à l'autre ou, au contraire, elle est forcée de passer par une restriction limitant son débit (**figure IV 2**).

Pour battre vers le haut, une traction est appliquée sur la coulisse qui doit être au préalable en position fermée ou intermédiaire, l'huile de la chambre inférieure est comprimée et passe à faible débit dans la deuxième chambre par restriction ; la coulisse est armée.

Lorsque le mandrin atteint une certaine position, le fluide passe librement et la pression s'égalise instantanément dans les deux chambres permettant au marteau de frapper violemment l'enclume.

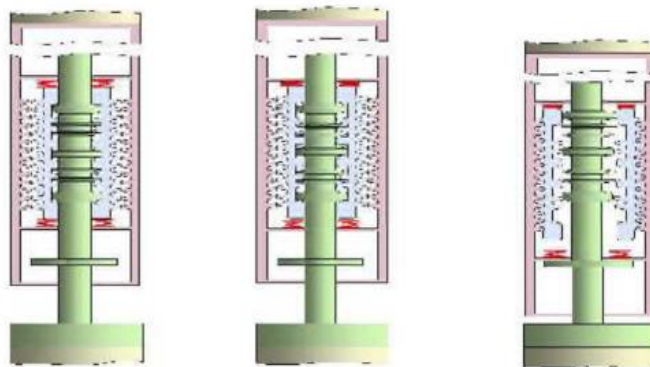


Figure IV 2 : Coulisse mécanique [10]

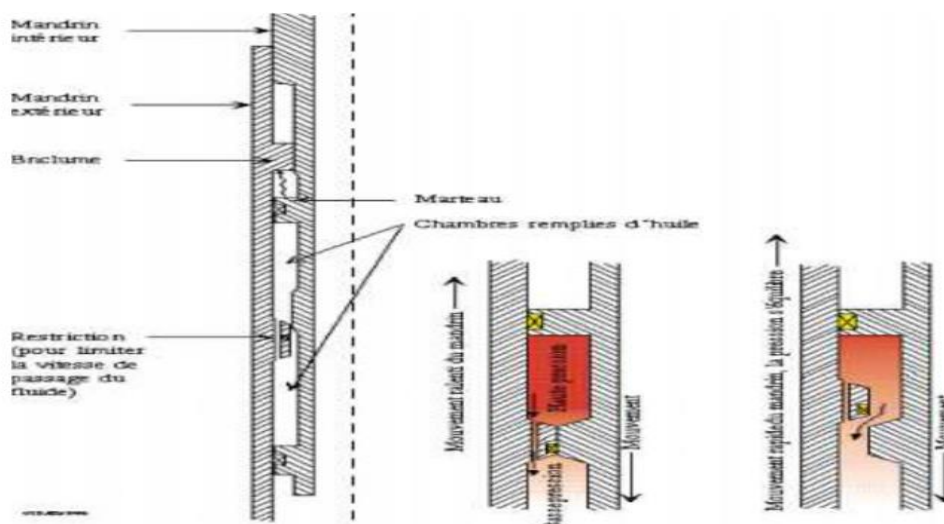


Figure IV 3 : Schéma de principe d'une coulisse hydraulique et fonctionnement [10]

IV.1.2.7 Critère de choix de la coulisse :

Il dépend des paramètres suivant :

- Disponibilité de l'outil en stock.
- Suivant le but de l'opération.
- Diamètre du tubage en place.
- Diamètre extérieur de la coulisse.
- Sa puissance

IV.1.3 Repêchage de la garniture avec une garniture gauche [9] :

Cette opération consiste à récupérer si possible le maximum de tiges qui sont libres par dévissage mécanique en utilisant la garniture gauche, ainsi qu'un outil de repêchage adapte, C'est de loin la meilleure technique à utiliser parfois la seule efficace, mais les trains à gauche sont peu répondus.

Pour être parfaitement efficace, le train de tiges gauche doit être complété par une tige d'entraînement gauche (tige carre) et des outils de repêchage gauche.

La garniture gauche permet de transformer une rotation à droite en rotation à gauche et permet de récupérer le poisson perdu par dévissages successifs.

IV.1.3.1 Caractéristiques mécaniques des tiges de forage :

Les caractéristiques mécaniques des tiges de forage sont fonction du grade et du poids nominal (épaisseur). Au cours de la vie d'une tige, ces caractéristiques diminuent notamment avec l'usure du corps et des tool-joints par frottement sur les parois.

a. Limite à la traction (LT) :

C'est l'effort de traction maximum que la tige peut supporter avant d'avoir des déformations permanentes.

$$LT = L \text{ Elastique} \times S$$

LT = limite de traction en da N,

L Elastique = limite élastique en Pa, Mpa

S = section m², cm²

b. Coefficient de sécurité (Cs) :

Ce coefficient est utilisé pour se donner une marge de sécurité sur la limite élastique. La plupart des opérateurs prennent un coefficient de sécurité minimum de 1.15.

c. Traction disponible (T D) :

C'est l'effort de traction opérationnel, il ne doit pas être dépassé dans aucun cas.

$$TD = LT / Cs$$

TD = Traction disponible en da N, Tf ou en lbf

IV.1.3.2 Critère de choix des tiges :

- Limite de traction max des tiges
- Classe et grade des tiges
- Diamètre extérieur des tiges (doit être inférieur au diamètre du tubage)
- Disponibilité en stock

IV.1.3.3 Critère de choix de l'outil de dévissage :

- Disponibilité de l'outil en stock
- Suivant le but de l'opération
- Diamètre du tubage en place
- Diamètre extérieur de l'outil
- Diamètre du poisson perdu
- Son efficacité

IV.1.4 Pose d'un bouchon de ciment pour déviation du puits [9] :

Cette opération consiste à mettre en place avec le train de sonde, par simple circulation, une certaine quantité de laitier de ciment dans le découvert ou dans une colonne.

Le train de tiges est utilisé comme moyen de mise en place, la quantité de ciment nécessaire à remplir la hauteur voulue est préparée et injectée puis chassée.

Le train de sonde (tiges) est d'abord descendu à la cote désirée pour le bas du bouchon, la circulation est établie et pour suivie jusqu'à ce que la boue ait une densité uniforme.

La fabrication du ciment doit être faite lentement avec le souci de le préparer avec le minimum d'eau et une excellente homogénéité.

IV.1.4.1 Caractéristiques des bouchons de ciment pour déviation :

Un bouchon de ciment, en vue d'une déviation doit avoir certaines propriétés spécifiques :

- une résistance mécanique la plus importante possible est obtenue dans un temps très court (le plus court possible),
- le top ciment doit être situé au niveau d'une zone moins dure, de façon que le trépan ait une chance de quitter le puits initial,
- Un temps de pompage adéquat pour la mise en place du laitier, tout en ayant une résistance initiale à la compression élevée.
- La hauteur à couvrir dépend du but recherché. Dans le cas d'une assise pour side-track, le bouchon est généralement prévu assez haut pour laisser la possibilité de plusieurs tentatives successives (plusieurs centaines de mètres).

IV.1.4.2 Une opération de cimentation nécessite donc de déterminer :

- Définir les objectifs de la cimentation
- Calculer le volume de laitier de ciment à injecter
- Calculer le volume de chasse
- Préparer le trou avant l'injection
- Utiliser les ciments et les additifs
- Réaliser la cimentation
- Tester la colonne après cimentation.

a. Calcul du volume de laitier de ciment :

Pour une cimentation simple, ce volume sera égal à la somme de :

- volume espace annulaire à cimenter
- volume de sécurité entre sabot et anneau de retenue.

Selon les formations, on applique un coefficient K variant de 1,05 à 1,30 et plus, pour majorer le volume de l'espace annulaire, car le trou n'est pas exactement calibré au diamètre de l'outil (caves).

$$VL = (VT - VE) H. K + VS$$

VL = Volume de laitier

VT = Volume du trou et volume intérieur de l'avant dernier tubage

VE = Volume extérieur du tubage,

H = Hauteur d'espace annulaire à cimenter

VS = Volume de sécurité = volume intérieur tubes entre sabot et anneau.

b. Calcul du volume de chasse :

Le volume de la chasse est fonction du volume intérieur de la colonne de tubage entre la tête de cimentation et l'anneau de retenue. Si la colonne est composée de tubes ayant des grades d'acier d'épaisseurs différentes, il faudra tenir compte de ces différents tronçons. Si un tampon d'eau est intercalé entre le laitier et la boue de chasse, son volume doit être inclus dans le volume de chasse. La chasse sera terminée lorsque le bouchon supérieur arrivera sur l'anneau de retenue (à-coup de pression).

c. Préparation du trou avant l'injection :

En fin de descente de la colonne de tubage, la circulation est établie au ralenti au démarrage pour ne pas créer des surpressions qui risqueraient de craquer le terrain (augmentation des pertes de charge) et poursuivie jusqu'à élimination complète des déblais, en manœuvrant la colonne si celle-ci est équipée de racleurs.

Pour assurer un nettoyage complet du cake, on fait précéder l'injection du laitier d'un bouchon d'eau (2 à 20 m³), où d'une solution désagrégeant le cake. Dans certains cas un volume d'eau trop important peut provoquer une éruption si la pression hydrostatique n'est plus adaptée au maintien de la pression du gisement.

d. Utilisation des ciments :

d.1 Caractéristiques du ciment – additifs :

Pour mener à bien la cimentation d'un puits, le foreur dispose de plusieurs classes de ciment, définies par la norme A.P.I. Établit neuf classe de ciment, pour différentes conditions de pression, profondeur

Classification	Gamme de profondeur
A,B,C	0-6000
D	6000-10000
E	10000-14000
F	10000-16000
G,H	0-8000
J	12000-16000

Tableau IV2 : Classification des ciments [9]

d.2 Le choix de la classe du ciment :

Le choix de la classe du ciment tiendra compte essentiellement des facteurs suivants:

- la profondeur, la pression au fond du puits
- la température au fond du puits
- l'éventualité d'un contact laitier eau de formation corrosive

Le ciment peut être :

- Accélérés (tubage de surface)
- Retardés (tubages profonds)
- Allégés, alourdis si nécessaire.

Les ciments sont choisis en fonction de :

- Leur bonne résistance.
- Le temps de pompage est le temps pendant lequel le laitier peut être pompé en toute sécurité.
- temps de prise du ciment

d.3 Utilisation des additifs :

On peut ajouter des produits pour faire varier les caractéristiques du laitier, notamment pour augmenter ou retarder le temps de prise du ciment. Les additifs peuvent se présenter sous la forme de pulvérulents mélangés à sec avec du ciment dans les silos, ces pulvérulents peuvent aussi être ajoutés à l'eau de mixage.

Il existe également des additifs liquides (ajoutés à l'eau de mixage) dont l'emploi est par ce fait même facilité.

d.3.1 On distingue plusieurs types d'additifs :**d.3.1.1 Accélérateur :**

Leur rôle est d'accélérer la prise du ciment à basse température, Le plus courant est le chlorure de calcium.

d.3.1.2 Retardateur :

Par leur action, retarder la prise du ciment, ils augmentent le temps de pompage dont on peut disposer.

d.3.1.3 Allégeant :

Ils permettent de réduire la densité du laitier.

d.3.1.4 Alourdissants :

Ils servent à augmenter la densité du laitier, d'autres additifs permettent d'augmenter la résistance du ciment, de contrôler la filtration, réduire la viscosité du laitier, contrôler les pertes. Il faut remarquer que le plus souvent, les additifs modifient plusieurs propriétés du laitier; c'est la raison pour laquelle le choix et le dosage de chacun des additifs introduits doit être effectué avec le plus grand soin par des spécialistes, qui en plus de leur compétence, Utilisent des résultats de tests pratiqués en laboratoire (simulation des conditions du puits).

IV.1.4.3 Les éléments du succès d'une opération cimentation :

La pose d'un bouchon de ciment résistant et étanche est toujours une opération difficile. Il faut que :

- le laitier adhère bien aux parois du trou et aux tubages
- la pollution du laitier par la boue doit être évitée
- la chasse doit être arrêtée lorsque le laitier est à l'emplacement prévu
- choix judicieux de la zone à couvrir
- calcul exact du volume à refouler
- L'emploi de gratte parois pour favoriser l'adhérence
- Choix des additifs au ciment pur (sable, accélérateur de prise.....)
- Manœuvre lente et régulière du train de sonde après déplacement

IV.1.5 Opération de déviation du puits (side track) [11]:

La technique classique consiste à changer la trajectoire du puits en s'appuyant sur un bouchon de ciment. La difficulté majeure consiste à obtenir un bouchon de dureté supérieure à celle du terrain, ce qui est pratiquement impossible en présence de terrains durs.

Le side track sera d'autant plus difficile à réaliser que le terrain est dur et que le ciment est tendre.

En effet, la tendance naturelle de l'outil est de suivre le chemin le plus facile, c'est-à-dire de rester dans le ciment

Le but d'un forage dévié est d'abandonner une partie du puits difficilement récupérable procédant ainsi à une déviation permettant de quitter l'axe du puits initial et de reprendre verticalement et parallèlement la partie abandonnée.

IV.1.5.1 Les causes d'une déviation (side track) :

- A la suite d'opération de repêchage infructueuse
- En cas de rencontre d'une faille imprévue
- En cas de rupture d'un casing

IV.1.5.2 Les profils de puits horizontal :

Les profils des puits horizontaux sont :

- Profil de long rayon (long radius).
- Profil de moyen rayon (médium radius).
- Profil de court rayon (short radius)

IV.1.5.3 Equipements spécifiques du forage dirigé [12] :

a. Moteurs de fond

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait jamais pu évoluer aussi rapidement durant ces dernières années, les éléments clés d'un moteur de fond sont son rotor et son stator.

a.1 rotor: pièce hélicoïdale fabriquée en acier inoxydable.

a.2 Stator: élastomère moulé en forme d'hélice interne.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres. Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du rotor et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor. La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur. Les éléments constituant d'un moteur de fond sont les suivants

a.3 Un étage moteur :

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

a.4 Un étage de roulements (bearing section) :

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile. Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.

a.5 Une section de transmission-cardan-(Universal joint or connecting rod section):

Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.

a.6 Un arbre d'entraînement (drive shaft):

L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le visage de l'outil de forage.

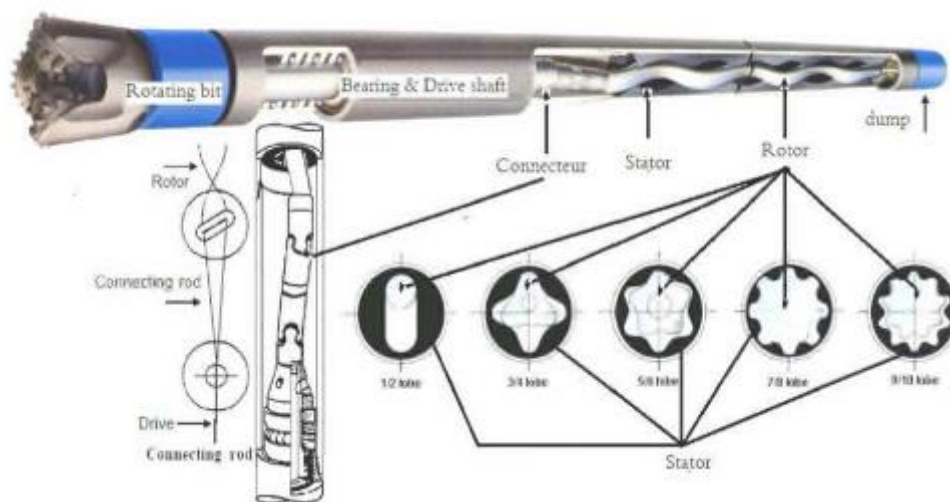


Figure IV4 : moteur de fond [12]

b. Une valve de détournement (by-pass) :

Les moteurs de fonds sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas). Cette valve a plusieurs rôles:

- Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée.
- Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation

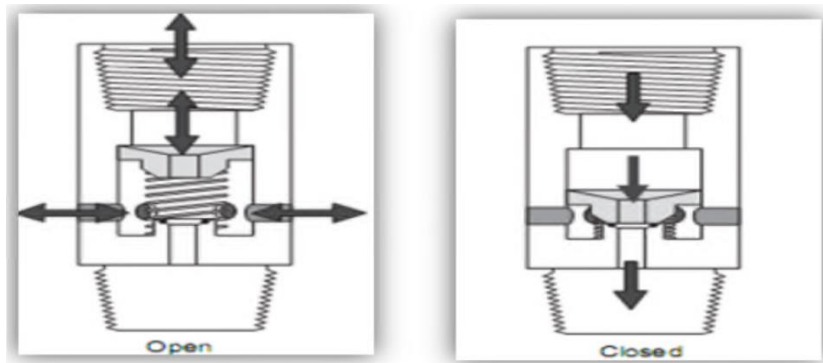


Figure IV5 : drump valve (circulation sub)[12]

c.Stabilisateurs :

Sont des outils constitués par des lames installés sur des corps tubulaires de la même phase des masses tiges. Le diamètre des lames est égal ou inférieur à celui de l'outil de forage, ces lames centrent les masses tiges dans le puits par ces plusieurs points d'appuis, en leur permettant le contrôle de l'inclinaison du puits et la déformation de la garniture de forage. Parfois la longueur entre les lames joue aussi le même rôle que le diamètre des lames.

Les stabilisateurs peuvent être installés soit :

- Directement sur l'outil de forage → near-bit.
- Plus haut dans la BHA → string.

Ils existent plusieurs types de stabilisateurs, selon la conception de leurs lames :

les lames soudées, lames intégrales, stabilisateurs (à chemise ; à chemise non rotative ; à diamètres variables ; clamp_on)

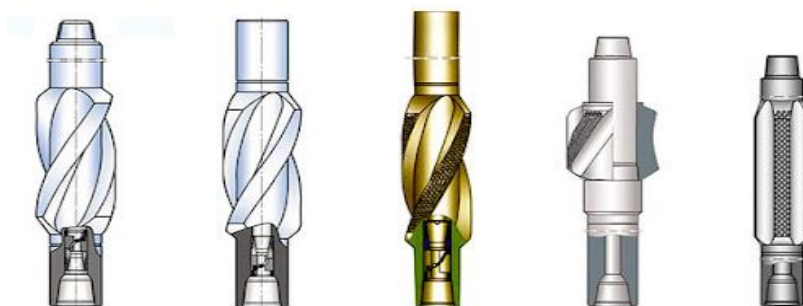


Figure IV6 : Différents types de stabilisateurs (à lames intégrales – à lames soudées – à chemise) [12]

IV.1.5.4 les équipements de mesures en temps différé :

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface. On distingue les:

- a. Inclinomètres
- b. Single-shots magnétiques
- c. Multi-shots magnétiques
- d. Gyroscopes

I V.1.5.5 Outils de mesures en temps réel :

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage de paramètres d'évaluation des formations

a. Steering tools :

Les Steering tools mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face. Sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

b. MWD (Measurement While Drilling) ET LWD (Logging While Drilling):

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques. Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire.

Deux systèmes de transmission sont utilisés:

- La transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("mud pulses")
- La transmission électromagnétique.

Les composants d'un MWD sont:

- l'étage de mesure
- l'étage de télémetrie
- l'étage de puissance

IV.1.5.6 Planification de la trajectoire [11] :

La planification de la trajectoire commence par la définition de la cible (le réservoir). En général, on choisit pour le rayon de la cible (plus ou moins 5° d'angle d'azimut par rapport au théorique). Une fois les positions du point et de la cible sont définies, il faut dessiner la trajectoire à suivre (la figure IV 8).

Les trajectoires en forme de (j) sont les plus répandues et les plus économiques. Elles sont constituées d'une première phase verticale jusqu'au KOP (kick off points) à partir duquel commence la déviation, sa position est déterminée en fonction de la nature géologique des terrains traversés lors de la première phase montante (build up) au cours de laquelle l'angle d'inclinaison croît.

Une fois la courbure prévue réalisée et lorsqu'on se trouve dans la bonne direction, on initialise alors une phase rectiligne stabilisée (hold) amenant directement (si c'est possible) à la cible. Il arrive que l'on impose de pénétrer le réservoir plus verticalement (pour effectuer ensuite le forage multilatéral ou un drain horizontal à partir d'une section principale) ce qui conduit à effectuer un profil en (S). alors, la phase stabilisée sera poursuivie d'une courbure faisant diminuer l'inclinaison, c'est la phase descendante (drop off).

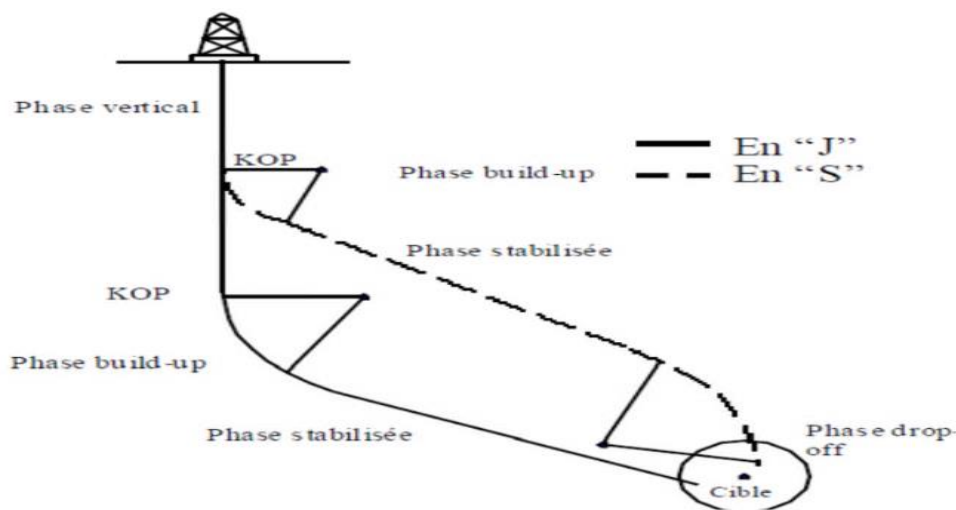


Figure IV 8 : Les différents types et phases d'une trajectoire en J et en S. [11]

a. méthode de calcul de la trajectoire [13] :

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire. Un grand nombre de méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique. Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et sont plus ou moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle, etc.)

b. principe de calcul de trajectoire au cours de forage [13] :

Le but est d'établir la position du puits dans un repère géométrique (et donc géographique) donné. Le calcul est un calcul point par point, dont l'origine est le point de surface. La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles régulières, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer de proche en proche et par le calcul la position du puits, cette position sera considérée comme la position réelle du puits, Si nécessaire les erreurs dues aux opérations de mesure seront prises en compte pour évaluer le "domaine d'incertitude" dans lequel se situe réellement le puits.

$$\text{La profondeur verticale } V_x = \sum_0^x (\Delta V)$$

A une profondeur x du puits, les paramètres de base sont:

$$\text{La coordonnée Est/Ouest } X_x = \sum_0^x (\Delta X)$$

$$\text{La coordonnée Nord/Sud } Y_x = \sum_0^x (\Delta Y)$$

avec:

ΔV = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

ΔX = variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives

ΔY = variation de coordonnée Nord/Sud entre deux mesures consécutives

Ces trois paramètres ne sont pas directement mesurables. Il faut donc faire appel à des paramètres mesurables et à un calcul de transformation. Les paramètres physiquement mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

MD_x = Profondeur mesurée à la station x (mètre)

I_x = Inclinaison à la station x (degré)

A_x = Azimut à la station x (degré)

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs. Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires ΔV , ΔX , ΔY

c. Les paramètres initiaux pour le calcul de trajectoire [13] :

La détermination d'un certain nombre de paramètres initiaux et d'option est nécessaire au calcul de trajectoire

c.1 Niveau de référence :

Toutes les profondeurs seront mesurées à partir de ce point soit:

- le niveau de la table de rotation (désigné par RT ou KB pour Kelly Bushing)
- le niveau du sol
- le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique)

c.2 Système des coordonnées :

Le système de coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage, ainsi que les paramètres associés:

- X,Y,Z coordonnées de la tête de puits
- déclinaison magnétique
- convergence si nécessaire

Les systèmes communément utilisés sont:

- le système UTM (Universal Transverse Mercator)
- le système Lambert
- les coordonnées polaires

c.2.1 Coordonnées Géographiques ou Polaires :

Les coordonnées polaires sont exprimées en degrés-minutes-secondes à partir des origines suivantes:

- le méridien de Greenwich pour la longitude
- l'équateur pour la latitude

Exemple:

X = 22° 26' 15" E

Y = 52° 41' 32" N

Ce système présente l'avantage d'être universel et est communément utilisé en offshore.

c.2.2 La projection UTM (Universal Transverse Mercator) :

Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien.

c.2.3 La Projection Lambert :

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône:

- l'axe du cône coïncide avec l'axe de rotation de la Terre.
- la surface du cône tangente la sphère terrestre au "Parallèle de référence".

Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies. Elles sont en général définies au niveau d'un pays. Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays. Les distances sont exprimées en mètres à partir de lignes de référence.

Exemple :

X = 435,253.00 signifie 435,250.00 mètres à l'Est du méridien origine, soit 164,747 m (=600,000-435,253) à l'Ouest du méridien de référence.

Y = 326,785.50 signifie 326,785.50 mètres au Nord de la parallèle origine, soit 126,785.50 m au Nord du parallèle de référence.

c.3 Méthode de calcul [16]:

La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage, parmi les méthodes les plus utilisées en citent :

c.3.1 Méthode de l'Angle moyen :

La section forée entre deux stations consécutives est assimilée à un segment de droite ayant pour inclinaison la moyenne des inclinaisons et pour azimuth la moyenne des azimuths.

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \sin \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \cos \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

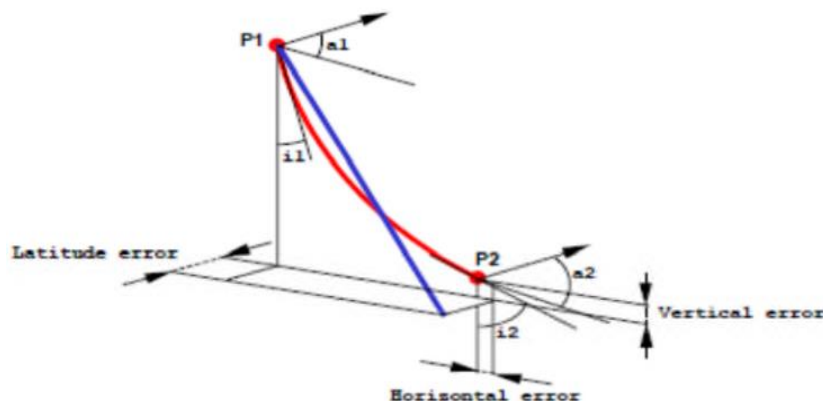


Figure V9 : Méthode de l'angle moyen [13]

c.3.2 Méthode de la Courbure minimum :

La section joignant deux points est assimilée à un arc s'inscrivant sur une sphère de rayon maximum, c'est à dire de courbure minimum (voir figure ci-contre)

Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc:

$$DL = \cos^{-1} [\cos I_2 \times \cos I_1 + \sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos (A_2 - A_1)] \text{ et:}$$

$$K = (180/\pi) \times (\Delta L / DL) \times \tan (DL / 2)$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = K \times (\cos I_2 + \cos I_1)$$

$$\Delta H = K \times (\sin I_2 + \sin I_1)$$

$$\Delta X = K \times (\sin I_1 \times \sin A_1 + \sin I_2 \times \sin A_2)$$

$$\Delta Y = K \times (\sin I_1 \times \cos A_1 + \sin I_2 \times \cos A_2)$$

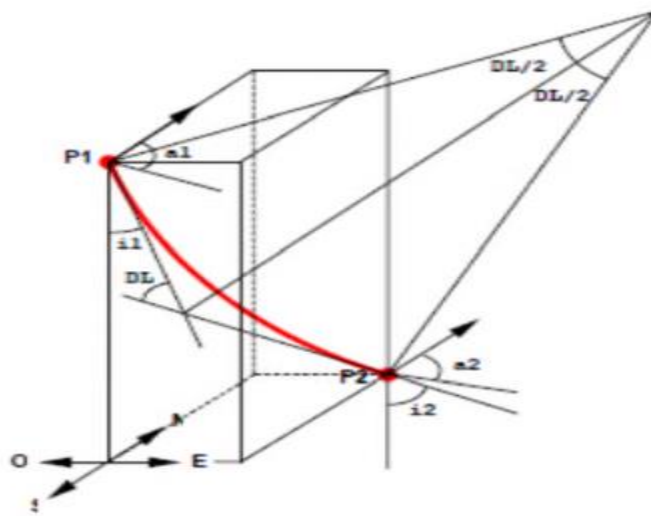


Figure IV10 : de la courbure minimum [13]

c.3.3 Méthode du Rayon de courbure :

La section forcée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs. (Voir figure ci-contre) :

$$\text{Gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta L$$

$$\text{Gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta L$$

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H = (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

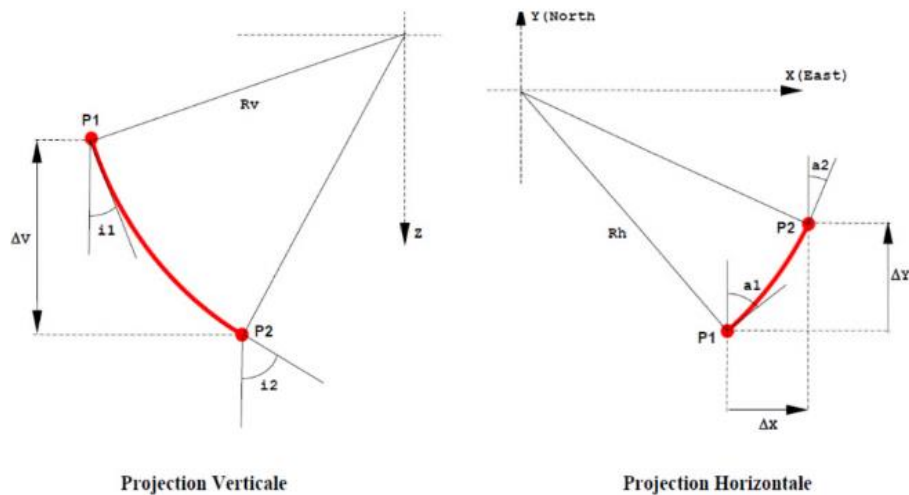


Figure IV11 : Méthode du Rayon de courbure [13]

c.4 Azimut de projection :

L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible. Plusieurs azimuts peuvent être utilisées dans le cas de puits tridimensionnels

c.5 Autres paramètres :

Un certain nombre de paramètres supplémentaires doivent être déterminés, à des fins de calcul ou de rapport:

- Altitude du sol
- Hauteur de la table de rotation par rapport au sol.

Vocabulaire de la déviation

- La cible : le point visé en sous-sol
- Direction de la cible : l'azimut relatif entre la tête du puits et la cible
- Trajectoire : le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale
- Kick-off point : le point où le puits quitte la verticale
- Inclinaison : l'angle du puits par rapport à la verticale.
- Azimut : la direction du puits par rapport au nord
- Profondeur mesurée : la longueur du puits mesurée le long de la trajectoire
- Profondeur verticale : la distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.

Conclusion :

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'accidents peuvent survenir interdisant la poursuite normale des l'opération.

Le rétablissement à la normale de la situation propice à la continuation du programme de forage nécessite la planification des opérations spéciale dans le puit et l'utilisation des instruments spécifiques.

Chapitre IV :

Etude d'un cas pratique (puits OMKZ "702 Hassi Messaoud

Chapitre IV Etude d'un cas pratique puits OMKZ702 / Hassi Messaoud

Introduction :

Au cours de ce chapitre nous allons aborder les différentes techniques utilisées pour libérer la garniture coincée et Les méthodes de calcul de la trajectoire. dans le puits OMKZ-702, ainsi que les résultats obtenue.

V. Etude d'un cas pratique (puits OMKZ-702 Hassi Messaoud) :

V.1. Coordonne du Puits OMKZ-702:

Coordonnés Lambert :

$X = 810\,123.71$ $Y = 115\,565.240$

$Z \text{ (table)} = 150 \text{ m}$

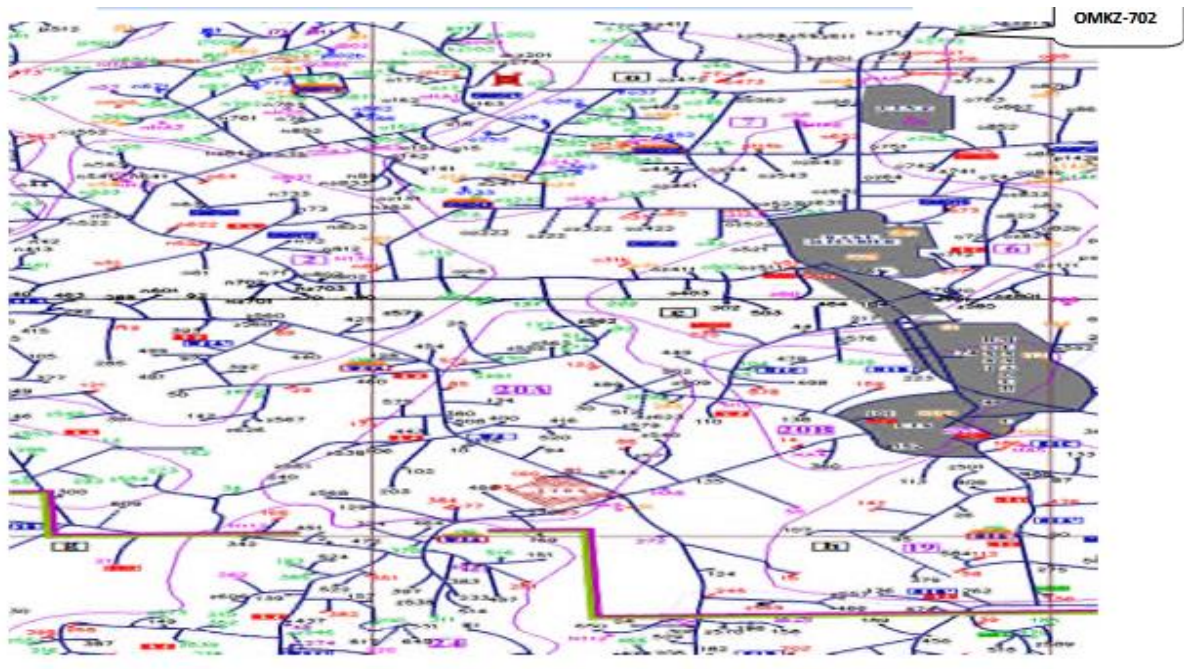


Figure V 1 : Réseau des puits du champ de Hassi Messaoud. [14]

V.2 Caractéristiques géologiques:

Formations		Cotes Sondeurs		Cotes Electriques		densité
		Top	Epais	Top	Epais	
Mio-Pliocene		0	281	12	270	**
Eocen		281	72	282	71	**
SENON	Carbonate	353	154	353	154	**
	Anhydritique	507	221	507	221	**
	Salifere	728	175	728	172	**
	Turonian	903	79	900	79	80
Cenomanian		982	157	979	159	157
Albian		1 139	344	1 138	341	1 137
Aptian		1 483	26	1 479	26	1 480
Barremian		1 509	242	1 505	240	1 505
Neocomian		1 751	187	1 745	187	1 753
Malm		1 938	236	1 932	237	1 933
DOG	Argileux.	2 174	106	2 169	109	2 171
	Lagunaire	2 280	201	2 278	199	2 281
	LD1	2 481	93	2 477	93	2 476
	LS1	2 574	79	2 570	82	2 573
LIAS	LD2	2 653	57	2 652	54	2 656
	LS2	2 710	59	2 706	61	2 709
	LD3	2 769	27	2 767	26	2 767
	TS1	2 796	58	2 793	62	2 803
SALIFE	TS2	2 854	154	2 855	149	2 856
	TS3	3 008	228	3 004	228	3 009
	G10	3 236	54	3 232	59	3 234
	G20	3 290	**	3 291	24	3 288
ARGILEUX	G30	**	**	3 315	18	3 317
	G35	3 335	20	3 333	29	3 333
	G50	3 355		3 362		3 362
	Andesitique	Non rencontré				
DH(D2)		3 401				
Ra	D2	3 401	**	3393	**	3 394
	ID	**	**	**	**	3 399
	D1	**	**	**	**	3 427
	Zpsg	**	**	**	**	3 454
	R2ab	3 474	**	**	**	3 460
						**
TD		3 494	**	3 494		3497
WOC		3 541				

Figure V.2 Caractéristiques géologiques.

Carte de position Puits : OMKZ-702

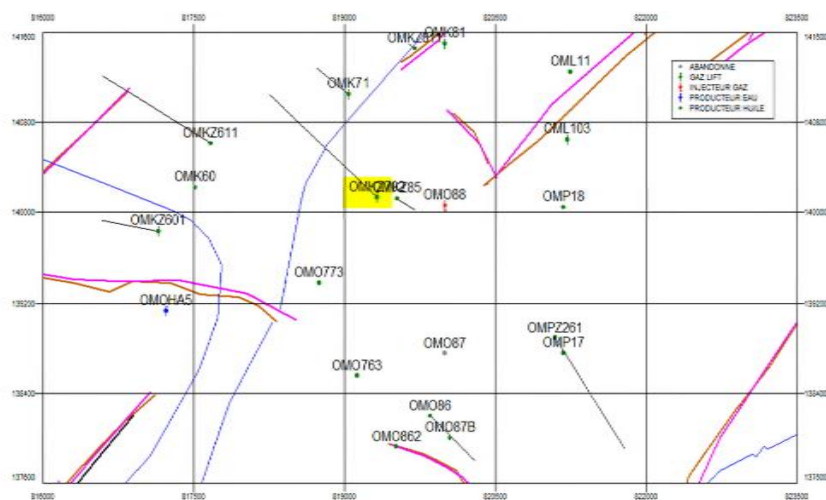


Figure V.3 Position du puits OMKZ-702

V.3. les différentes opérations sur le puits OMKZ-702 :

V.3.1 Démontage tête de puits, montage et test des obturateurs de sécurité :

Les étapes à suivre sont les suivantes:

- Mettre en place la BPV (back pressure valve), (figure 4) à l'intérieur de l'olive (figure5) par rotation gauche.
- Démontage de la tête de puit et montage des obturateurs sur le tubing Head (13''5/8x11).

NB : l'olive se trouve à l'intérieur du tubing head.



Figure V.4 : la BPV (back pressure valve).



Figure V.5: l'olive.

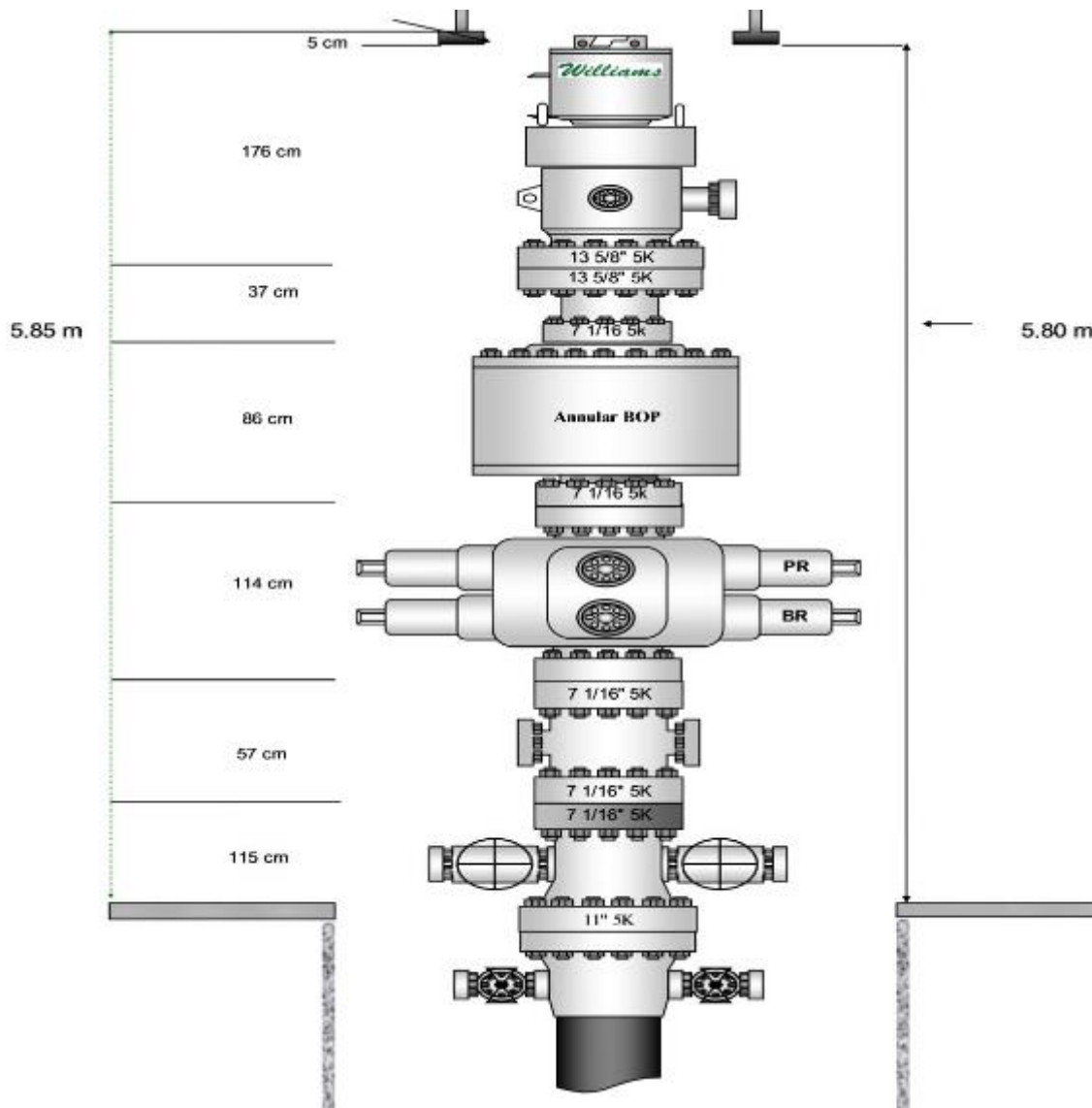


Figure V.6 : les Obturateurs de sécurité (B.O.P) (13"5/8x 11)

V.3.2 Procédures de Test des obturateurs :

V.3.2.1 Test en pression :

Les rams (Blind rams et pipe rams), doivent être testés avec de l'eau à la pression de travail (5000psi) à l'exception du l'obturateur à membrane (annulaire) qui lui sera testé à 50% de la pression de service afin de réduire l'usure de la membrane. Il est conseillé de le tester à 2500 psi.

V.3.3 Test d'étanchéité :

V.3.3.1 L'obturateur annulaire : (obturateur a membrane)

- Descendre une longueur de tige (le diamètre n'est pas important.) avec tester cap.
- Les rams (pipe rams et blind rams) doivent être ouverts.
- Ouvrir la ligne d'évacuation (choke line)
- Augmenter la pression a l'aide des pompes à boue.

- Attendre 15 min.
- Si la chute de pression ne dépasse pas 10% de la pression de test, le test de pression est réussi.

NB : l'obturateur à membrane (annulaire) sera testé à 50% de la pression de service afin de réduire l'usure de cette dernière.

V.3.3.2 Blind rams BR (fermeture totale):

- Fermer blind rams.
- Ouvrir choke line.
- Injecter la pression par kill line.
- Attendre 15 min.
- Le test est ok si la chute de pression ne diminue pas plus de 5% de la pression exercée.

V.3.3.3 Pipe rams PR (fermeture sur tige):

- Descendre une tige de même diamètre que le pipe rams munie de tester cap.
- Fermeture de pipe rams sur tige.
- Ouvrir le choke line et fermer la vanne de retour au mud box (tamis vibrants) au niveau de chock manifold
- Augmenter la pression à l'aide des pompes à boue et aussi pompe huile.
- Attendre 15 min.
- Le test est ok si la chute de pression ne diminue pas plus de 5% de la pression injectée.

NB : -le diamètre de la tige doit correspondre au même diamètre que le pipe rams.

-Positionner le premier tool joint à un mètre au dessus de la table de rotation afin d'éviter la fermeture de l'obturateur sur le tool joint au niveau de pipe rams.

-changer le diamètre de pipe rams selon la garniture.

-Ne pas ouvrir le pipe rams avant de ramener la pression à 0.

- Les tests d'étanchéités doivent être testés tous les 21 jours.

V.3.4 Pression de fonctionnement des obturateurs :

- BOP annulaire 750 psi
- BOP à mâchoire 1500psi.

V.4. Coincement de la garniture de forage au cours d'une remontée dans le puits OMKZ-702 :

Au cours d'une remontée de la garniture à la surface, à la cote **3327m** dans la phase 7". Un coincement est survenu immobilisant la garniture et empêchant toute rotation ou travail de la garniture.

Le processus de résolution d'un problème de coincement nécessite l'exécution de plusieurs méthodes de traitements.

V.5. Hypothèses de coincement de la garniture dans le puits OMKZ-702 :

On ne peut affirmer avec certitude la cause du coincement.

Les hypothèses les plus probables sont :

V.5.1 Éboulement du puits :

Instabilité des parois des puits est un problème due aux bosses et aux creux laissés par le moteur de fond lors du forage horizontal.

V.5.2 Chevauchement avec le poisson (44 joints 1" 660) perdu dans une autre intervention antérieure :

L'outil peut avoir chevauché le poisson (44 joints 1" 660) et est coincé. Le poisson peut provoquer la déviation de l'outil de sa trajectoire initiale

V.5.3 Perte des caractéristiques de la boue utilisée :

Le déphasage de la boue , une viscosité trop basse peuvent entrainer le coincement de l'outil, dans les deux cas les cutting ne remontent pas en surface, ils s'accumulent autour des tiges et l'outil et finissent par le coincement de ce dernier.

V.6. Première méthode de résolution du coincement du puits OMKZ-702 :

V.6.1 Injection d'un bouchon lubrifiant :

Après avoir constaté le coincement de la garniture le staff technique a prit la décision d'injecter 4m3 de gazole qui a pour but de :

- lubrifier la garniture en fragilisant le cake et d'abaisser le coefficient de friction Cf.
- Diminuer la pression différentielle dans l'espace annulaire (la densité du gazole est plus faible que celle de la boue).

Le principe de l'opération est de tirer la garniture préalablement lubrifiée vers le haut (on tire sur le câble du treuil) vers le bas (on donne du mou au câble du treuil) pour la décoincer. Cette opération est répétée plusieurs fois en augmentant chaque fois le poids tiré et posé on commence à 10 tonnes pour finir à 45 tonnes tout on évitant de dépasser la limite de, traction élastique des tiges de la garniture.

V.6.1.1 Caractéristique des tiges utilisées :

- Grade G
- Classe II
- Limite élastique 3 1/2" / 135 tonne
- Limite élastique 5" 194 tonne
- Poids de la garniture 90 tonne

Limite de traction = Limite élastique 3 1/2" - Poids de la garniture.

Application numérique : Limite de traction = 135-90= **45t**

V.6.1.2 Résultat obtenue au cours de l'injection d'un bouchon lubrifiant :

Echec de l'opération (le coincement est plus important) le staff technique a été obligé de procéder à un (back off mécanique) dévissage des tiges et abandonnement de 800m de garniture.

V.6.1.3 Composition du deuxième poisson perdu dans le puits OMKZ-702 :

- Une longueur de masse tiges 4 3/4"
- 31 longueurs tige 3 1/2"
- Joints de sécurité (safety joint)
- Porte outil
- Outil à molette 5 7/8"

V.6.2 Deuxième méthode de résolution du coincement :**V.6.2.1 Battage :**

L'injection du bouchon lubrifiant n'a pas donné de résultats on passe à la méthode de battage de la garniture.

V.6.2.2 Type de coulisse utilisée :

La coulisse utilisée est une coulisse hydraulique de diamètre 4 3/4" préalablement armée et prête à l'utilisation.

V.6.2.3 Composition de la garniture battage :

- Simple masse de tige filetage mal et de diamètre 4 3/4"
- Coulisse hydraulique
- 03 longueurs de masse de tige 4 3/4"
- Réduction 3 1/2"
- 07 longueurs 3 1/2"
- Réduction 5"
- 88 longueurs de 5" jusqu' au jour

V.6.2.4 Sens de battage :

Dans notre cas la garniture s'est coincée en cours du remontage, le battage doit être fait vers le bas (dans le sens opposé à ce déplacement)

V.6.2.5 La durée de battage :

Le battage est poursuivi durant 48 heures, si aucun résultat n'est obtenu au bout de cette période il faudrait passer à une autre méthode de décoincement.

V.6.2.6 Résultat obtenu :

Echec de l'opération de battage parce que la coulisse n'a pas pu décoincer la garniture.

V.6.3 Troisième méthode de résolution du coincement :

Suite a l'échec précédent, Le client a décidé de procéder avec une autre méthode qui consiste au repêchage du poisson en utilisant les tiges gauche pour dévisser le maximum possible de garniture coincés.

V.6.3.1 Description de l'outil de repêchage utilisé (la cloche) :

Cloche gauche 5x2" de diamètre extérieur 57/8" filetage gauche.

V.6.3.2 Descriptions de la procédure de dévissage :

Après l'assemblage de la garniture, on fait descendre la cloche au top poisson **2837m**, ensuite on fait circuler la boue pour nettoyer la tête du poisson et s'assurer de l'engagement du poisson dans la cloche une fois que c'est fait on arrête la circulation, on tourne la table de rotation à gauche pour que la cloche se visse sur le poisson on fait une traction de **2 à 3 tonne** pour que le point faible de la garniture puisse se déplacer le plus bas possible , en même temps on tourne la table de rotation à gauche tout en respectant la limite de torsion des tiges ainsi le point le plus faible se dévissera .

a-1er tentative de dévissage :**Composition de la garniture utilisée :**

- Cloche gauche (diamètre 57/8").
- Réduction 3 1/2" pin gauche, box droit.
- 10 longueurs 3 1/2" droite.
- Réduction 3 1/2" pin droite, 5" droite.
- 88 Longueur des tiges 5" jusqu'au jour.
- Le poids total de garniture est 90 tonnes.

Résultats : échec car la garniture a été dévissé plus haut

b-2eme tentative de dévissage :

Cette fois 10 longueurs gauche de la garniture ont été utilisé Composition de la garniture utilisée :

- Cloche gauche (diamètre 5").
- 10 Longueurs 3 1/2" gauche.
- Réduction 3 1/2" pin gauche, box droit
- Réduction 3 1/2" pin droite, 5" box droite.
- 88 Longueurs des tiges droite, 5" jusqu'au plancher
- Le poids total de garniture est de 90 tonnes.

Résultat obtenu : échec car la garniture s'est encore dévissée.

c-3eme tentative de dévissage :

Cette fois la totalité de la garniture est gauche.

Composition de la garniture utilisée :

- Cloche gauche (diamètre extérieur 5").
- 10 Longueurs 3 1/2" gauche.
- Réduction 3 1/2" pin gauche, box droit
- 88 Longueur des tiges gauche 5" jusqu'au plancher
- Le poids total de garniture est de 90 tonnes.

Résultat obtenu repêchage d'une partie de la garniture (**18 longueur**) au bout de la troisième tentative.

V.7 Déviation du puits OMKZ-702 :

Le dévissage à l'aide de la garniture gauche étant un échec, cette dernière n'a pas pu récupérer la totalité de la garniture perdue. La seule solution restante pour remettre le puits OMKZ-702 en production est de forer un nouveau drain à côté de ce dernier. Cette opération, couramment appelée "**side track**".

V.7.1 Calcul et forme de trajectoire :

Les trajectoires théoriques et réelles du puits OMKZ-702 sont représentées :

- Sous leur forme numérique dans les tableaux (V.1) et (V.2) respectivement.
- Sous leur forme graphique dans la figure (V.7)

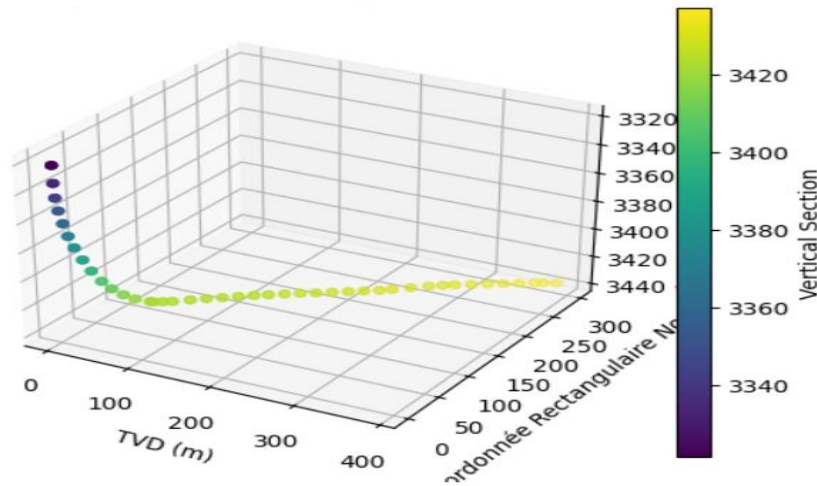


Figure V.7 : Projection 3D réelle de puit OMKZ- 702

V.7.2 Calcul de la trajectoire du puits OMKZ-702 :

Les tableaux V.3 représentent les différents paramètres: ΔV , ΔH , ΔX et ΔY Calculés par les différentes méthodes en utilisant logiciel Excel2007 les calculs par ces méthodes comportent la partie déviée (build up) et la partie horizontale (le drain).

V.7.3 Calcule des paramètres élémentaires par les différentes méthodes:

Notre calcule est basé sur les deux points suivants :

N°	M.D (m)	Incli (°)	Azim. -	T.V.D (m)	Coord.	Rectan.	Dogleg (°/30m)	VS (m)
					Nord	Est		
11	3422,70	55,04	322,25	3410,56	30,58	-25,10	29,43	39,55
12	3432,50	62,90	320,88	3415,60	37,15	-30,31	24,33	47,94

Tableau V.4: comparaison entre les différentes méthodes

Les méthodes utilisées Les paramètres calculés	ΔV (m)	ΔH (m)	ΔX (m)	ΔY (m)
Méthode d'angle moyenne	5.051	8.397	-5.22	6.577
Méthode du rayon de courbure	5.06	8.395	-5.22	6.579
Méthode courbure minimum	5.05	8.39	-5.209	6.570
Valeurs réels	5.04	8.39	-5.21	6.57

En utilisant la méthode de la courbure minimum aura les résultats suivants : $DLS=7.94^\circ/30m$.

- Variation de la profondeur verticale: $\Delta V=5.05m$. (ΔV réel= 5.04);
- Variation du déplacement horizontal: $\Delta H=8.39m$ (ΔH réel= 8.39m);
- Variation des coordonnées est-ouest : $\Delta X=-5.209m$ (ΔX réel =-5.21m);
- Variation des coordonnées nord-sud: $\Delta Y=6.570m$ (ΔY réel=6.57m).
- ❖ On voit bien qu'il n'y a pas un grand écart entre la trajectoire prévisionnelle et celle réelle, par cette méthode qui a une très bonne précision (erreurs nulles). Et à cause de sa simplicité (méthode simple utilisée avec les ordinateurs.)
- ❖ Par contre on remarque qu'il ya une grande différence entre les valeurs réels et les valeurs calculées par les deux méthodes précédentes (**angle moyenne et rayon de courbure**) surtout si l'espace entre les deux points mesurés est très élevé.
- Sion va calculer la trajectoire, nous recommandons d'utiliser la méthode de: **Courbure minimum** pour ce puits afin d'atteindre l'objectif.

Conclusion Générale

Conclusion :

Les résultats de cette étude soulignent l'efficacité de la méthode du minimum de courbure dans le calcul de la trajectoire des puits horizontaux, avec une précision remarquable de moins de 1% d'écart par rapport à la trajectoire réelle. Cette constatation suggère fortement son adoption systématique pour la planification et le suivi des forages horizontaux, offrant ainsi un potentiel significatif pour améliorer le taux de réussite et la productivité sur le terrain.

En outre, l'importance d'une approche méthodique et comparative dans le choix des techniques de calcul de trajectoire est mise en évidence, ouvrant la voie à des développements futurs pour des méthodes plus intégrées, adaptées aux spécificités de chaque projet de forage.

En envisageant l'essor continu des puits horizontaux à l'échelle mondiale, ces conclusions soulignent également l'importance des progrès technologiques, tels que les moteurs de fond et les systèmes MWD, dans le contrôle précis de la trajectoire. Dans cet esprit, pour les projets futurs de forage horizontal, il est vivement recommandé d'adopter la méthode du minimum de courbure, tout en continuant à favoriser une approche rigoureuse et comparative pour garantir des performances optimales et une rentabilité accrue.

Annex

Tableau V.1 : Valeurs théoriques de la trajectoire (Data Survey de puits OMKZ-702).

1°proposal							
M.D	Incli	Azim.	T.V.D	LAT [N]	LOG[E]	Dogleg	VS
(m)	(°)	-	(m)			(°/30m)	(m)
3343,90	8,19	319,80	3343,84	0,98	0,82	0,00	1,28
3350,00	11,62	319,80	3349,85	1,78	1,50	16,86	2,33
3360,00	17,24	319,80	3359,53	3,68	3,11	16,86	4,82
3361,00	17,80	319,80	3360,49	3,91	3,30	16,86	5,12
3370,00	22,44	319,87	3368,94	6,27	5,30	15,47	8,21
3380,00	27,60	319,92	3377,99	9,51	8,02	15,47	12,44
3390,00	32,76	319,95	3386,64	13,35	11,26	15,47	17,47
3400,00	37,91	319,98	3394,79	17,78	14,97	15,47	23,25
3410,00	43,07	320,00	3402,39	22,75	19,15	15,47	29,74
3412,00	44,10	320,00	3403,84	23,81	20,03	15,47	31,12
3420,00	51,74	320,00	3409,20	28,35	23,85	28,64	37,05
3430,00	61,28	320,00	3414,71	34,73	29,20	28,64	45,38
3440,00	70,83	320,00	3418,77	41,73	35,07	28,64	54,51
3450,00	80,38	320,00	3421,25	49,14	41,29	28,64	64,18
3456,73	86,80	320,00	3422,00	54,26	45,59	28,64	70,87
3460,00	87,00	320,00	3422,18	56,76	47,69	1,82	74,13
3466,61	87,40	320,00	3422,50	61,82	51,93	1,82	80,74
3470,00	87,40	320,00	3422,65	64,41	54,11	0,00	84,12
3480,00	87,40	320,00	3423,11	72,07	60,53	0,00	94,11
3490,00	87,40	320,00	3423,56	79,72	66,95	0,00	104,10
3500,00	87,40	320,00	3424,02	87,37	73,37	0,00	114,09
3510,00	87,40	320,00	3424,47	95,02	79,79	0,00	124,08
3520,00	87,40	320,00	3424,92	102,68	86,21	0,00	134,07
3530,00	87,40	320,00	3425,38	110,33	92,63	0,00	144,06
3540,00	87,40	320,00	3425,83	117,98	99,05	0,00	154,05
3550,00	87,40	320,00	3426,28	125,63	105,48	0,00	164,04
3560,00	87,40	320,00	3426,74	133,29	111,90	0,00	174,03
3570,00	87,40	320,00	3427,19	140,94	118,32	0,00	184,02
3580,00	87,40	320,00	3427,64	148,59	124,74	0,00	194,01
3590,00	87,40	320,00	3428,10	156,24	131,16	0,00	204,00
3600,00	87,40	320,00	3428,55	163,90	137,58	0,00	213,99
3610,00	87,40	320,00	3429,00	171,55	144,00	0,00	223,98
3620,00	87,40	320,00	3429,46	179,20	150,42	0,00	233,97

3630,00	87,40	320,00	3429,91	186,85	156,85	0,00	243,96
3640,00	87,40	320,00	3430,37	194,51	163,27	0,00	253,95
3650,00	87,40	320,00	3430,82	202,16	169,69	0,00	263,94
3660,00	87,40	320,00	3431,27	209,81	176,11	0,00	273,93
3670,00	87,40	320,00	3431,73	217,46	182,53	0,00	283,92
3680,00	87,40	320,00	3432,18	225,12	188,95	0,00	293,91
3690,00	87,40	320,00	3432,63	232,77	195,37	0,00	303,90
3700,00	87,40	320,00	3433,09	240,42	201,79	0,00	313,89
3710,00	87,40	320,00	3433,54	248,07	208,22	0,00	323,87
3720,00	87,40	320,00	3433,99	255,73	214,64	0,00	333,86
3730,00	87,40	320,00	3434,45	263,38	221,06	0,00	343,85
3760,00	87,40	320,00	3435,81	286,34	240,32	0,00	373,82
3770,00	87,40	320,00	3436,26	293,99	246,74	0,00	383,81
3780,00	87,40	320,00	3436,72	301,64	253,16	0,00	393,80
3786,26	87,40	320,00	3437,00	306,43	257,18	0,00	400,05

Tableau V.2 : valeurs réelles de la trajectoire (Data Survey de puits OMKZ-702).

Well:OMKZ-702								
Zone:24 Zsol:160m Zt:150m Casing7"@ 3327 m(CE) Casing7' 'recalé @ 3320,7 m* Targeten: (D2) de 3430 m à 3445m Azimut: N320° VS: 400mslant Target recalée: 3422m*-3437 m* Obs:DH(Zaltr):3327m/D5: 3331 m/D4: 3383m/D3:3404m/D2: 3427m/ID :3449m								
N°	M.D (m)	Incli (°)	Azim. -	T.V.D (m)	Coord.Rectan.		Dogleg (°/30m)	VS (m)
					Nord	Est		
1	3321,00	0,00	0,00	3321,500	0,00	0,00	0,000	0,00
2	3333,70	2,81	319,99	3333,690	0,23	-0,19	6,910	0,299
3	3343,90	8,19	319,80	3343,840	0,98	-0,82	15,824	1,276
4	3353,00	13,38	318,09	3352,780	2,26	-1,94	17,141	2,978
5	3362,30	19,00	320,05	3361,700	4,22	-3,64	18,212	5,569
6	3372,10	23,53	323,85	3370,839	7,02	-5,82	14,488	9,119
7	3381,50	28,69	321,20	3379,277	10,30	-8,34	16,880	13,249
8	3391,90	33,92	320,49	3388,160	14,49	-11,75	15,124	18,651
9	3402,40	39,44	319,64	3396,570	19,29	-15,78	15,838	24,920
10	3413,20	45,90	319,88	3404,51	24,88	-20,50	17,95	32,24
11	3422,70	55,04	322,25	3410,56	30,58	-25,10	29,43	39,55
12	3432,50	62,90	320,88	3415,60	37,15	-30,31	24,33	47,94
13	3442,20	70,74	318,00	3419,42	43,94	-36,08	25,59	56,85

14	3454,00	81,95	316,84	3422,20	52,40	-43,79	28,64	68,29
15	3456,73	83,14	317,06	3422,56	53,85	-45,15	13,27	70,99
16	3463,70	86,17	317,62	3423,20	59,48	-50,34	13,27	77,92
17	3471,40	88,83	318,17	3423,54	65,19	-55,50	10,58	85,61
18	3485,20	90,06	319,46	3423,67	75,57	-64,59	3,88	99,40
19	3497,60	88,42	321,26	3423,84	85,12	-72,49	5,89	111,80
20	3509,80	87,87	321,78	3424,23	94,66	-80,08	1,86	123,99
21	3522,00	88,43	321,63	3424,63	104,23	-87,64	1,43	136,18
22	3533,90	88,03	320,32	3424,99	113,47	-95,13	3,45	148,07
23	3545,20	87,35	319,38	3425,45	122,10	-102,41	3,08	159,36
24	3557,70	87,78	319,11	3425,98	131,56	-110,56	1,22	171,85
25	3570,10	86,39	320,07	3426,61	140,99	-118,59	4,09	184,23
26	3582,50	86,51	320,07	3427,38	150,48	-126,53	0,29	196,61
27	3595,00	87,07	320,84	3428,08	160,11	-134,48	2,28	209,09
28	3607,00	87,23	321,48	3428,71	169,99	-142,43	1,56	221,77
29	3619,90	86,24	321,95	3429,41	179,55	-149,98	2,69	233,95
30	3632,10	86,80	321,86	3430,15	189,13	-157,49	1,40	246,12
31	3642,00	90,06	320,04	3430,42	196,82	-163,73	11,31	256,01
32	3656,80	90,15	318,05	3430,39	207,99	-173,43	4,04	270,81
33	3671,40	89,38	317,51	3430,45	218,80	-183,24	1,93	285,40
34	3682,70	87,93	318,76	3430,72	227,22	-190,78	5,08	296,69
35	3692,10	86,70	320,15	3431,16	234,35	-196,88	5,92	306,08
36	3705,40	85,41	322,03	3432,07	244,68	-205,21	5,14	319,34
37	3718,50	86,58	321,32	3432,99	254,93	-213,32	3,13	332,40
38	3731,00	85,81	320,23	3433,82	264,59	-221,20	3,20	344,87
39	3743,60	86,54	319,80	3434,66	274,22	-229,28	2,02	357,45
40	3756,10	85,90	320,19	3435,48	283,78	-237,30	1,79	369,91
41	3763,50	84,07	319,50	3436,12	289,41	-242,05	7,92	377,29
42	3774,50	84,00	319,50	3437,24	297,73	-249,16	0,63	388,23

Tableau V.3: Valeurs calculées par la méthode de l'angle moyenne.

N°	M.D	Incli	Azim.	ΔL	ΔV	ΔH	ΔY	ΔX
	(m)	(°)	-	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	3321	0	0	12,7	2,09597994	12,525848	-12,2066893	2,80955575
2	3333,7	2,81	319,99	10,2	7,2284317	-7,19651132	-6,14477181	3,74587167
3	3343,9	8,19	319,8	9,1	-1,90209598	-8,89899044	-0,65211728	8,87506473
4	3353	13,38	318,09	9,3	-8,24028884	-4,31133852	-0,84953933	4,22681
5	3362,3	19	320,05	9,8	-7,32782522	6,50714819	0,41128323	6,49413764
6	3372,1	23,53	323,85	9,4	5,25739212	7,79229286	-3,81593587	6,79400188
7	3381,5	28,69	321,2	10,4	10,3360812	-1,15127157	-1,05924496	-0,4510281

8	3391,9	33,92	320,49	10,5	5,50328678	-8,94224998	-8,31278011	3,29568224
9	3402,4	39,44	319,64	10,8	2,76080273	-10,441167	-8,10265281	6,58520962
10	3413,2	45,9	319,88	9,5	9,30201129	1,92940042	1,56743441	1,12504905
11	3422,7	55,04	322,25	9,8	-7,36601308	6,46388825	2,80136111	5,8253092
12	3432,5	62,9	320,88	9,7	-6,42690891	-7,26531774	-3,91047388	6,12315572
13	3442,2	70,74	318	11,8	6,89476665	9,57612619	-9,50824089	-1,13822143
14	3454	81,95	316,84	2,73	1,77371335	2,07529298	-1,94886231	0,71328582
15	3456,73	83,14	317,06	6,97	-6,87186857	1,16547089	-1,1645782	-0,0456072
16	3463,7	86,17	317,62	7,7	6,88382631	-3,45006309	2,85882273	1,93133837
17	3471,4	88,83	318,17	13,8	1,24569272	13,7436622	-0,77822163	-13,7216114
18	3485,2	90,06	319,46	12,4	3,6098084	11,8629374	11,8226374	-0,97699925
19	3497,6	88,42	321,26	12,2	12,002006	2,18903018	1,03648025	1,92809799
20	3509,8	87,87	321,78	12,2	11,9909108	2,2490126	0,68232506	2,14300961
21	3522	88,43	321,63	11,9	11,4833354	3,12137933	2,68911666	1,58482192
22	3533,9	88,03	320,32	11,3	10,8766487	-3,06406799	-2,54187338	1,71096242
23	3545,2	87,35	319,38	12,5	11,5152363	-4,86305795	-1,77371603	4,52805301
24	3557,7	87,78	319,11	12,4	7,90455087	-9,55395601	-6,28784088	7,19313093
25	3570,1	86,39	320,07	12,4	0,6965383	-12,3804214	-11,5315993	4,50522504
26	3582,5	86,51	320,07	12,5	4,82396721	-11,5316669	-11,5307588	-0,14471094
27	3595	87,07	320,84	12	8,2339629	-8,72936739	-6,57687475	-5,73991058
28	3607	87,23	321,48	12,9	4,31659886	-12,1563553	-3,57208473	-11,6196895
29	3619,9	86,24	321,95	12,2	1,53558095	-12,1029745	-1,30755357	-12,0321359
30	3632,1	86,8	321,86	9,9	8,84703171	4,44297534	3,88288607	2,1594503
31	3642	90,06	320,04	14,8	-7,98168644	12,4632532	2,14964732	-12,2764693

32	3656,8	90,15	318,05	14,6	-3,32291862	14,2168285	-12,6158829	-6,55421316
33	3671,4	89,38	317,51	11,3	8,71216111	7,19640527	-4,83464205	-5,3305239
34	3682,7	87,93	318,76	9,4	7,48549501	-5,68571582	-3,13180249	4,74543755
35	3692,1	86,7	320,15	13,3	-4,42030335	-12,5439594	-10,0046169	-7,56693849
36	3705,4	85,41	322,03	13,1	-5,08687307	-12,0720223	-4,00590654	-11,3879952
37	3718,5	86,58	321,32	12,5	-2,46863902	-12,2538084	-11,5824612	-4,00030173
38	3731	85,81	320,23	12,6	-2,73491078	-12,2996042	-11,1929539	5,09882789
39	3743,6	86,54	319,8	12,5	-2,16155431	-12,3116889	-11,0996406	5,32688098
40	3756,1	85,9	320,19	7,4	-7,30311134	-1,1935513	-0,98679526	0,67141627
41	3763,5	84,07	319,5	11	-7,75789791	7,79839856	4,58395483	-6,3089126

Tableau V.4: valeurs calculées par la méthode de rayon de courbure.

N°	M.D	Incli	Azim.	ΔL	ΔV	ΔH	ΔY	ΔX
	(m)	(°)	-	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	3321	0	0	12,7	1,4714397	8,7929424	-0,0120129	0,00276496
2	3333,7	2,81	319,99	10,2	1,1726695	-1,1674910	-0,9953684	0,60677963
3	3343,9	8,19	319,8	9,1	-0,3809904	-1,7824707	-0,1152766	1,56887065
4	3353	13,38	318,09	9,3	-0,9546692	-0,4994851	-0,0834077	0,41498787
5	3362,3	19	320,05	9,8	-2,4864893	2,2080159	0,06950688	1,09750945
6	3372,1	23,53	323,85	9,4	1,0851721	1,6083984	-0,5765807	1,026561
7	3381,5	28,69	321,2	10,4	1,9865451	-0,2212689	-0,1993326	-0,0848761
8	3391,9	33,92	320,49	10,5	0,7425401	-1,2065526	-1,0881582	0,43141088
9	3402,4	39,44	319,64	10,8	-0,075469	0,2854098	0,22095528	-0,1795753
10	3413,2	45,9	319,88	9,5	-2,0148518	-0,4179156	-0,2654497	-0,1905304
11	3422,7	55,04	322,25	9,8	1,3293194	-1,1665120	-0,4669315	-0,9709639
12	3432,5	62,9	320,88	9,7	1,1511818	1,3013560	0,48226185	-0,7551423
13	3442,2	70,74	318	11,8	-0,7717475	-1,0718785	1,00560497	0,1203799
14	3454	81,95	316,84	2,73	1,6708988	1,9549914	-1,8321895	0,67058347
15	3456,73	83,14	317,06	6,97	-4,528804	0,7680905	-0,7575127	-0,0296657
16	3463,7	86,17	317,62	7,7	5,026876	-2,5191903	2,06126291	1,39252991
17	3471,4	88,83	318,17	13,8	1,168608	12,893533	-0,6805043	-11,998659
18	3485,2	90,06	319,46	12,4	3,218641	10,577484	9,17497865	-0,758202
19	3497,6	88,42	321,26	12,2	11,85016	2,1615434	1,01197345	1,88250956
20	3509,8	87,87	321,78	12,2	11,83426	2,2197404	0,67281305	2,11313482
21	3522	88,43	321,63	11,9	11,40328	3,1006117	2,48427698	1,46410034
22	3533,9	88,03	320,32	11,3	10,66829	-3,0053738	-2,4024000	1,61708144
23	3545,2	87,35	319,38	12,5	11,42658	-4,8256786	-1,7547411	4,47961287
24	3557,7	87,78	319,11	12,4	7,28339466	-8,8031607	-5,5737988	6,37628494
25	3570,1	86,39	320,07	12,4	0,69612045	-12,372994	#DIV/0!	#DIV/0!
26	3582,5	86,51	320,07	12,5	4,76118067	-11,3576	-11,101605	-0,1393250
27	3595	87,07	320,84	12	8,22518282	-8,725904	-6,4583087	-5,6364330
28	3607	87,23	321,48	12,9	4,14246684	-11,665966	-3,3965217	-11,048597
29	3619,9	86,24	321,95	12,2	1,51559453	-11,945447	-1,2900995	-11,871523
30	3632,1	86,8	321,86	9,9	5,41811748	2,7209761	2,0630905	1,14737887
31	3642	90,06	320,04	14,8	-7,9789929	12,459047	1,81148492	-10,34525
32	3656,8	90,15	318,05	14,6	-3,2414493	13,86073	-12,157539	-6,3160942

33	3671,4	89,38	317,51	11,3	7,968771	6,582296	-4,1397738	-4,5643841
34	3682,7	87,93	318,76	9,4	7,022178	-5,331983	-2,7072009	4,10206355
35	3692,1	86,7	320,15	13,3	-4,1201232	-11,61067	-8,0113281	-6,0593251
36	3705,4	85,41	322,03	13,1	-4,8499	-11,31509	-3,7023736	-10,525111
37	3718,5	86,58	321,32	12,5	-2,408134	-11,953324	-10,747367	-3,7118806
38	3731	85,81	320,23	12,6	-2,674576	-12,028315	-10,861938	4,94803734
39	3743,6	86,54	319,8	12,5	-2,12422	-12,102642	-10,842156	5,20331036
40	3756,1	85,9	320,19	7,4	-6,3258193	-1,0338405	-0,8378953	0,57010464
41	3763,5	84,07	319,5	11	0,089476	0,2263118	-0,0005730	0,00029197

Référence bibliographie

- [1] Donnée inédit de l'entreprise ENAFOR (entreprise national de forage).
- [2] Le livre « Le Forage ».
- [3] Conception et Planification d'un puits horizontal de Sperry-Sun (Halliburton).
- [4] Les opérations de puits, documents inédit, groupement Sonatrach AGIP.
- [5] Dictionnaire du forage et des puits, documents inédit Sonatrach.
- [6] Fiche technique -Procédure de forage horizontal, champ de Hassi Messaoud
- [7] livre technique d'exploitation pétrolière, Jean-Paul Nguyen ,1993
- [8] Différents types de coincement, document inédit, direction ENTP.2008.
- [9] Module M1 division forage Département formation Sonatrach, A.slimani et M.Daddou mars 2004.
- [10] Horizontal Drilling Training Manual – Anadrill 1991.
- [11] Thèse doctoral école des mines de paris ,modélisation tridimensionnelle du comportement directionnel du système de forage rotary ,julia kaplan , 11/2003.
- [12] Mémoire de univirsite kasdi merbah ouargla ,contrôle et suivi de la trajectoire du forage horizontal en medium radius application sur le puits MDZ661, 2011.
- [13] Pr. MELLAK Abderrahmane. Cours de Tubage et Cimentation, Brochure bibliothèque num°131187. Faculté des Hydrocarbures et de la chimie, UMBB /2022/2023.
- [14] Réalisée par SONATRACH, division forage (direction régionale de Hassi Messaoud).
- [15] manuel forage dirigé ingénierie et méthode (ENSPK), Jean-Paul szezuka , juin 2005.

Liste d'abréviations

ENAFOR : Entreprise Nationale de Forage

SN-REPAL : Société Nationale de Recherche et d'Exploitation des Pétroles en Algérie

CFPA : Compagnie Française des Pétroles d'Algérie

LSA : Lambert (système de coordonnées utilisé en Algérie)

HGA, HTF, HDG : Nouvelles découvertes pétrolières près de Hassi Messaoud

OL : Abréviation non explicitée, probablement une zone du gisement Hassi Messaoud

KOP : Kick-Off Point (point de départ de la déviation dans un forage directionnel)

MWD : Measurement While Drilling (mesure pendant le forage)

BHA : Bottom Hole Assembly (garniture de fond de trou)

API : American Petroleum Institute (institut américain du pétrole)

DLS : Dog Leg Severity (sévérité du coude dans un puits de forage)

Hi-Vis : Fluide visqueux de type highly viscous

D-Jar : Drill Jar (Outil de choc hydraulique)

TR : Table Rotary (Table de rotation)

PG : Pression de Gisement

DST : Drill Stem Test

NV : Nouvelle Venue

Hydr : Hydraulique

LCP : Liner Casing Polished (Cuvelage de liner poli)

TD : Total Depth (Profondeur totale)

GR : Gamma Ray (Rayons gamma)

CCL : Caliper Log (Diagraphie de calibrage)

KOP : Kick-Off Point (Point de départ de la déviation)

DTM : Derrick Test Man (Homme de test sur le derrick)

CBL : Cement Bond Log (Diagraphie d'intégrité de cimentation)

VDL : Variable Density Log (Diagraphie de densité variable)

BOP : Blowout Preventer (Obturbateur de puits)

CS : Casing Shoe (Sabot de cuvelage)

EA : Exploited Area (Zone exploitée)

GOR : Gas-Oil Ratio (Rapport gaz-huile)

HKL : Horizontal Kh (Kh horizontal)

HKP : Horizontal Kh (Kh horizontal)

ID : Intérêt Direct

IP : Index de Productivité

LCP : Liner Casing Polished (Cuvelage de liner poli)

PFD : Pression de Fond Déviatrice

PT : Pression Totale

RPM : Revolutions per Minute (Tours par minute)

ROP : Rate of Penetration (Vitesse de pénétration)

TD : Total Depth (Profondeur totale)

TOF : Top of Fish (Sommet du poisson)

TS : Top Seal (Sommet du scellement)

WOB : Weight on Bit (Poids sur l'outil)

ZPSG : Zone Presqu'île Grise

MD : Measured Depth (Profondeur Mesurée)

Ix: Inclinaison

Ax: Azimut

RT: Rotary Table (Table de Rotation)

KB: Kelly Bushing

UTM : Universal Transverse Mercator

LWD : Logging While Drilling

Cs : Coefficient de sécurité

TD : Traction disponible

Liste des unités

ft (feet) : pieds

° (degré) : unité d'angle

°/100ft : degrés par 100 pieds (utilisé pour exprimer la sévérité des dog legs)

°/10m : degrés par 10 mètres (utilisé pour le gradient d'inclinaison)

km² : kilomètres carrés (pour les superficies)

km : kilomètres (pour les distances)

m : mètres (pour les profondeurs et épaisseurs)

°C : degrés Celsius (pour les températures)

mm : millimètres (pour les précipitations)

kg/cm² : kilogrammes par centimètre carré (pour les pressions)

m/TR : mètres par rapport à la table de rotation (profondeurs)

d : densité (pour la densité de la boue)

bpm : Barils par minute

h : Heures

l/h : Litres par heure

lbs-ft : Livres-pieds

m³/h : Mètres cubes par heure

mm : Millimètres

psi : Livres par pouce carré

T : Tonne métrique

lpm : Litres par minute

Tf : tonne-force