

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

Université Ahmed Draia d'Adrar

Faculté des sciences et de la technologie

Département des hydrocarbures et énergies renouvelables



POLYCOPIE DE COURS :

Maintenance des puits

Réalisé par :

Dr. Samir CHADLI

Année académique 2022-2023

Sommaire

Introduction générale du cours	04
Chapitre 1 : Généralités sur un gisement.....	05
1.1 Introduction.....	05
1.2 Les types de pièges de gisement	05
1.2.1 Les pièges structuraux.....	06
1.2.2 Les pièges stratigraphiques	07
1.2.3 Les pièges hybrides	07
1.3 Caractéristiques pétro-physiques	07
1.3.1 La perméabilité	08
1.3.2 La porosité.....	08
1.3.3 La saturation en fluides	09
1.4 Caractéristiques de puits	10
1.4.1 Le puits de pétrole.....	10
1.4.2 Le forage	10
1.4.3 Mécanismes de récupération.....	10
1.4.3.1 Récupération assistée (Classique).....	10
1.4.3.1 Récupération améliorée (Tertiaire)	12
Chapitre 2 : Endommagement des puits.....	13
2.1 Définition de l'endommagement.....	13
2.2 Localisation de l'endommagement	13
2.2.1 Au fond du puits.....	14
2.2.2 Aux abords du puits	14
2.3 Les endommagements les plus fréquents.....	14
2.3.1 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over).....	15
2.3.2 Endommagement dû à la formation productrice (production du gaz ou pétrole)	17
Chapitre 3 : Evaluation de l'endommagement au moyen des essais	19

3.1 Introduction.....	19
3.2 Historique complet des puits.....	19
3.3 Etudes de laboratoire et analyses des carottes.....	19
3.3.1 Évaluation d'endommagement dû à (Liquid Block).....	20
3.3.2 Évaluation d'endommagement via la boue de forage (invasion par la boue)....	21
3.4 Essais de puits.....	21
3.4.1 Principe et objectifs.....	21
3.4.2 Les différents types d'essais (Tests).....	22
3.4.2.1 Essais DST (Drill Stem test).....	22
3.4.2.2 Essai en débit (DrawDown).....	24
3.4.2.3 Essai de remontée de pression (BUILD UP).....	25
3.4.2.4 Essai d'interférence.....	26
3.4.2.5 Essai de Jaugeage.....	26
 Chapitre 4 : Signification physique de l'endommagement.....	 27
4.1 Chute de la perméabilité et de la pression.....	27
4.2 Expression de l'endommagement.....	29
4.2 Perméabilité et Notion de skin.....	30
4.2.1 Notion de skin.....	31
4.2.2 Les composants de skin.....	31
4.2.2.1. Skin dû au colmatage de la formation.....	32
4.2.2.2 Pseudo-skin.....	32
 Chapitre 5 : Conséquences d'une modification de la perméabilité sur la productivité.....	 34
5.1 Introduction.....	34
5.2 Indice de productivité.....	34
5.3 Influence de l'endommagement sur la productivité.....	35
5.4 Notion de stimulation.....	36
5.5 Stimulation par acidification.....	37

5.6 Etapes de traitement	37
5.6.1 Nettoyage des perforations.....	37
5.6.2 Le traitement matriciel	38
5.6.2.1 Etape de preflush.....	38
5.6.2.2 Le Mud-acid	38
5.6.2.3 L'Overflush.....	38
5.6.3 Dégorgement du puits	38
5.6.4 Placement des fluides de traitement.....	38
5.6.5 Diversion du traitement.....	39
Chapitre 6 : Intervention sur le puits	40
6.1 Définition	40
6.2 L'intervention wireline	40
6.2.1 Définition	40
6.2.2 Avantages et inconvénients.....	41
6.2.3 Composition des équipements de surface	42
6.2.3.1 Composition de l'unité Wireline.....	42
6.2.3.2 Les équipements de contrôle de la pression avec leurs accessoires.....	43
6.3 L'intervention Coiled tubing.....	48
6.3.1 Introduction.....	48
6.3.2 Domaine d'application	49
6.3.3 Avantages et inconvénients.....	49
6.3.4 Composition de l'unité Coiled Tubing.....	50
6.3.4.1 Les équipements de surface	51
6.3.4.2 Les équipements du fond	56
Bibliographie.....	59

Introduction générale du cours

La maintenance d'un puits producteur des hydrocarbures prend une importance considérable et se révèle une des fonctions clés aux entreprises productrices de pétrole ou de gaz comme la société internationale SONATRACH. Un puits pétrolier perd sa capacité de production lorsqu'il y a des endommagements au puits ou au niveau de réservoir contenant le pétrole brut ou le gaz. C'est pour cela, l'intervention sur le puits en utilisant des équipements appropriés et en présence de mains d'œuvre spécialisées et compétentes pour faire les opérations de vérification et d'entretien va améliorer les niveaux de production et réparer les défaillances mécaniques du puits.

Ce cours intitulé « Maintenance des puits » permet de familiariser avec les outils nécessaires pour la maîtrise des différents endommagements qui se produisent lors des opérations de forage et d'exploitation d'un puits pétrolier ainsi les méthodes de vérification et d'entretien.

Le cours est destiné aux étudiants de 3^{ème} année licence spécialité hydrocarbure. L'ouvrage couvre les chapitres du programme officiel et comporte le nécessaire pour savoir les notions de base et le calcul pratique en termes de principes, méthodes et formules, mais il reste toujours que l'étudiant doit déplacer au lieu de travail (chantier) pour mieux comprendre et voir les différentes connaissances de la maintenance des puits pétroliers sur le terrain.

Le cours est scindé selon le programme officiel en un ensemble des chapitres. Des généralités sur un gisement sont présentées dans le premier chapitre, telles que les caractéristiques pétrophysiques, les caractéristiques d'un puits et les mécanismes de récupération. Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des différents endommagements produisant au niveau d'un puits, et pour diagnostiquer et caractériser ces endommagements, le chapitre 3 présente les essais d'évaluation de ces derniers. Par la suite, une signification physique de l'endommagement avec les conséquences d'une modification de la perméabilité sur la productivité de puits sont les sujets du chapitre 4 et 5 respectivement. Finalement, les techniques les plus couramment utilisées pour effectuer les opérations d'intervention sur les puits comme le wireline et coiled tubing sont présentées dans le chapitre 6.

Chapitre 1

Généralités sur un gisement

1.1 Introduction

Un gisement est composé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux dans le sol ou le sous-sol contenant des ressources naturelles appelées hydrocarbures à l'état liquides et/ou gazeux, qu'ils peuvent être exploités en construisant des puits de forage. La roche réservoir est caractérisée par la porosité et la perméabilité, ce qui permet de la circulation des fluides. La structure de la roche est confinée par des barrières imperméables piégeant les hydrocarbures. La figure 1.1 représente une coupe de gisement d'hydrocarbures (Anticlinal) [1].

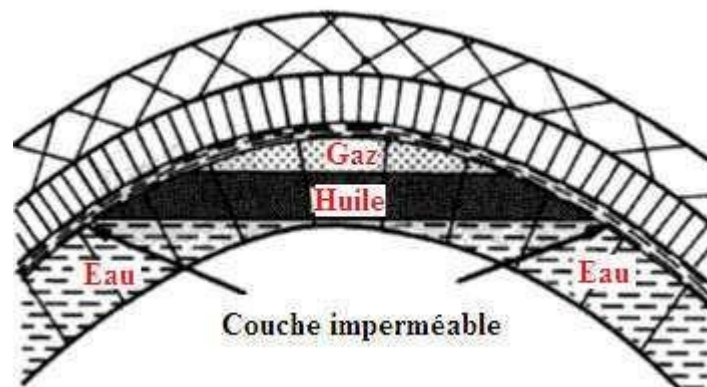


Figure 1.1 Coupe de gisement (Anticlinal) [1].

Après la découverte d'un réservoir productif les spécialistes vont commencer à étudier le gisement pour but d'optimiser la récupération des hydrocarbures et d'établir un projet d'exploitation. Alors, l'étude nécessite des estimations sur :

- Le volume d'hydrocarbures in situ ;
- La réserve récupérable ;
- Le potentiel de production des puits.

1.2 Les types de pièges de gisement

Les pièges sont des structures permettant l'accumulation des hydrocarbures (Figure 1.2). Ils sont regroupés en deux types, l'un est stratigraphique et l'autre type est structural [2].

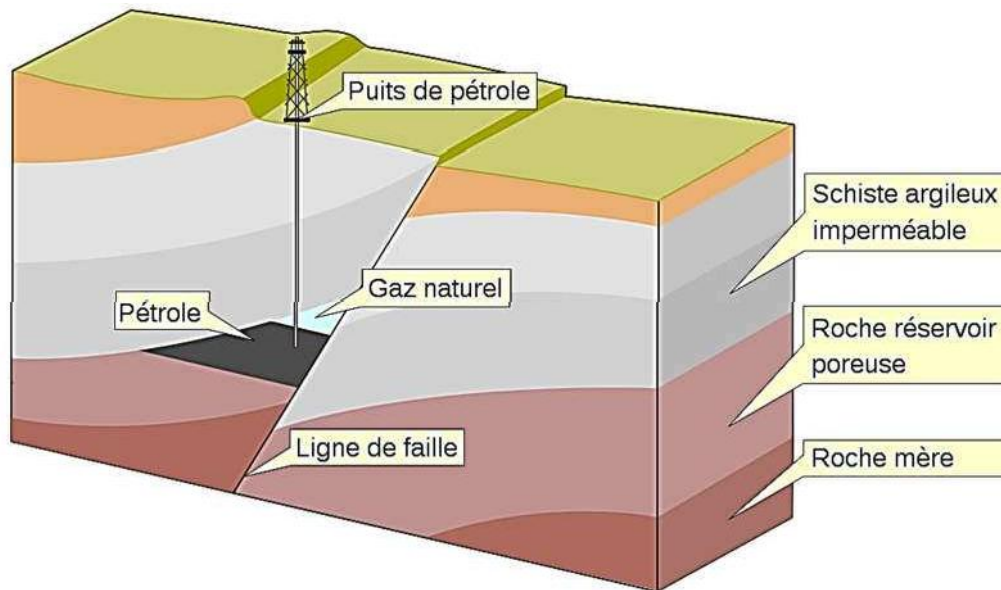


Figure 1.2 Schéma d'un piège à huile sur une ligne de faille [2].

1.2.1 Les pièges structuraux

La formation de pièges structuraux est due à la formation sédimentaire. En générale, ce type de piège est formé le long d'un plan de faille ou dans le cœur d'un anticlinal (Figure 1.3). Ils représentent 80 % de découvertes d'hydrocarbures dans le monde [3].

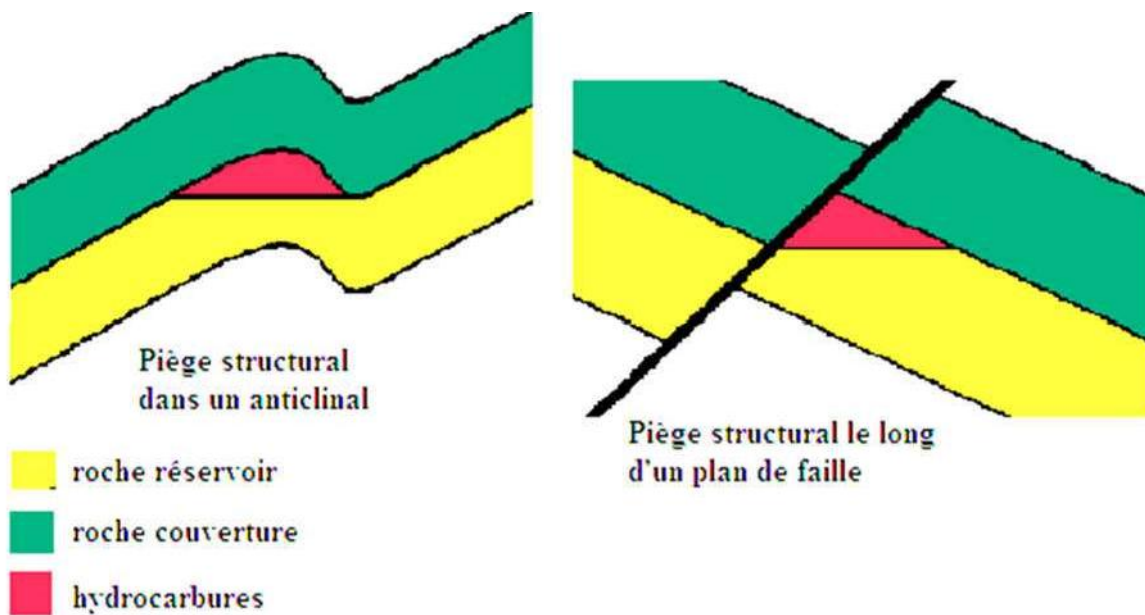


Figure 1.3 Schéma représentatif des pièges structuraux [3].

1.3.1 La perméabilité

Elle est définie comme étant l'aptitude d'une roche à laisser passer les fluides contenues dans les pores. La loi de Darcy applicable aux écoulements laminaire permet de mesurer la perméabilité d'un milieu [4].

$$k = \mu \cdot \frac{Q}{S} \cdot \frac{L}{dp}$$

Avec :

k : Perméabilité (m² ou en Darcy = 0,97.10⁻¹² m²)

μ : Viscosité (Pa.s ou centpoise)

Q : Débit volumique (m³/s ou cm³/s)

L : Epaisseur (m ou cm)

dp : Gradient de pression (Pa ou atmosphère)

S : Section (m² ou cm²)

Il existe deux méthodes de mesure de la perméabilité, l'une est directe et l'autre indirecte. Pour le cas direct la mesure s'effectue à l'aide d'un infiltromètre. Dans ce cas la perméabilité est considérée comme une grandeur statique du matériau qui est comparée avec la vitesse d'infiltration. D'autre part, la mesure indirecte s'effectuée par :

- d. Des essais sur les puits en cours de forage.
- e. Utilisation de données diagraphique (avec l'outil de test de formation RTT)

RTT : Repeat Formation Tester

1.3.2 La porosité

C'est le rapport du volume des vides sur le volume total de l'échantillon. Les vides de cet échantillon sont remplis par des fluides (liquide ou gaz). Ou avec d'autre terme, c'est la faculté d'une roche de contenir des fluides et de les laisser circuler à travers ces pores.

La porosité dépend de la dimension de la roche, la forme de la roche, les conditions de dépôt et les conditions prévalues après la sédimentation à savoir la compaction, cimentation, dissolution ...etc [4].

La porosité est donnée par :
$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t}$$

V_p : Volume de pores (m^3)

V_t : Volume totale de l'échantillon (m^3)

V_s : Volume de solide (m^3)

Il existe deux méthodes pour mesurer la porosité, la première est directe à partir de mesure des volumes, et la deuxième est indirecte où la porosité est déterminée in situ via une diagraphie, on site :

- f. Diagraphie sonique (BHC, LSS, DT) ;
- g. Diagraphie en neutron (NPHI, CNL) ;
- h. Diagraphie en densité (RHOB, FDC).

1.3.3 La saturation en fluides

La saturation correspond à la fraction des pores remplis par des hydrocarbures [4].

$$S_e = \frac{V_e}{V_p}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

$$S_h = \frac{V_h}{V_p}$$

Avec S est la saturation, V est le volume, e est l'eau, g est le gaz et h est l'huile

On note que : $S_e + S_g + S_h = 1$ ou $S_e + S_h = 1$

1.4 Caractéristiques de puits

1.4.1 Le puits de pétrole

Un puits de pétrole est l'ensemble des équipements comprenant un puits d'exploitation, matériel de pompage et des systèmes de contrôle et/ou de sécurité. Ils sont destinés pour extraire le pétrole brut du sous-sol [5].

1.4.2 Le forage

Après la localisation du champ des hydrocarbures par les géologues, l'extraction du pétrole brut commence par le forage (horizontal, incliné ou vertical) d'un puits dans le réservoir souterrain où un tuyau d'acier est placé dans le trou créé. L'intégrité structurelle du nouveau puits foré est assurée par la réalisation des trous dans la base du puits. Cet effet permet au pétrole de traverser le tubage. Après, une collection des vannes est placée au-dessus afin de régler les pressions et de contrôler les débits [6].

1.4.3 Mécanismes de récupération

1.4.3.1 Récupération assistée (Classique)

a/ Injection d'eau (water flooding)

Deux types de déplacement peuvent être distingués

Déplacement suivant un front continu (Figure 1.5), il est destiné pour les réservoirs à faible volume d'huile et à fort pendage, ces réservoirs sont limités à leur base par un aquifère qui n'est pas séparé de la zone d'huile par une barrière imperméable. L'aquifère au-dessous est alimenté par des puits d'injection d'eau où la montée de l'eau provoque un drainage vertical du réservoir [7-9].

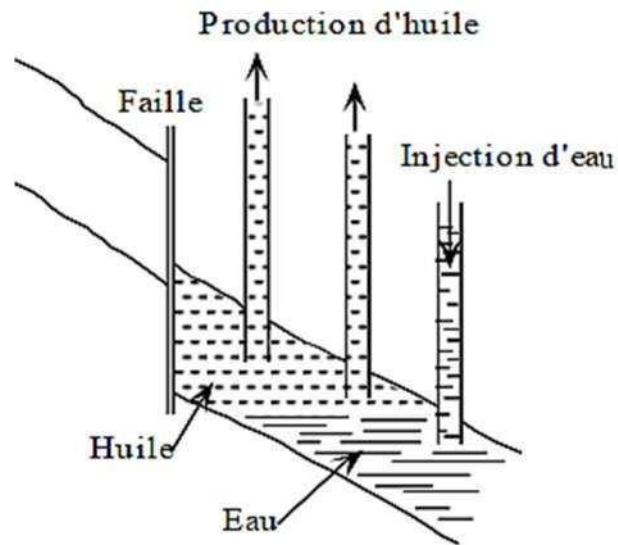


Figure 1.5 Schéma représentatif du déplacement selon un front continu [7].

Déplacement radial, ceci est destiné pour les gisements plats très étendue. Une installation des puits est créé sous forme des mailles, chaque maille est composée de 5 puits (five spot) ; le puits d'injection est placé au centre de la maille, et les autres quatre puits qui occupent le sommet sont destinés pour la production comme il est indiqué dans la figure 1.6. L'eau est injectée sur toute la hauteur du réservoir. La fraction du réservoir drainée dépend des caractéristiques du réservoir, de l'huile et des distances entre puits (signalons en outre que dans le cas d'un réservoir fissuré, la récupération dépend de la vitesse d'avancement du front d'eau. Une faible vitesse permettant à l'imbibition d'agir) [7-9].

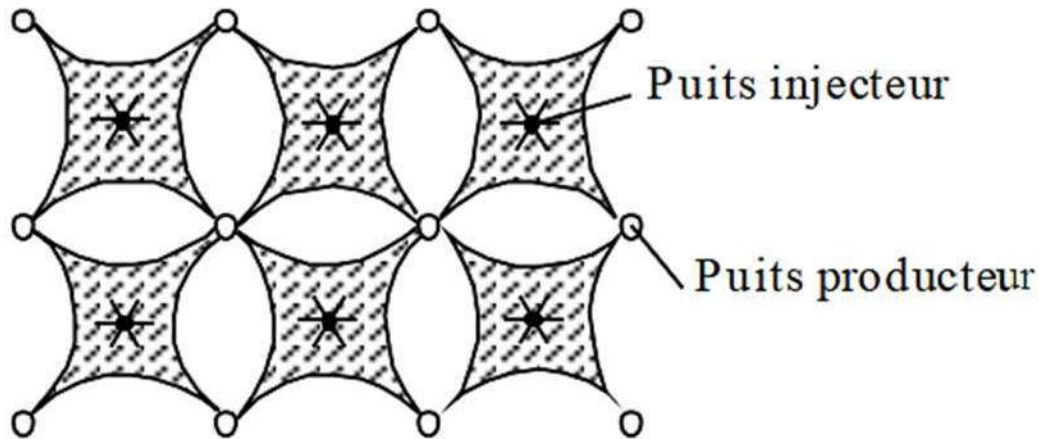


Figure 1.6 Schéma représentatif du déplacement radial [9].

b/ Injection du gaz

Cette méthode est utilisée lorsqu'il y a proximité du gisement d'une source de gaz. Le drainage par le gaz est moins efficace que par l'eau, en effet le gaz ne mouille pas la roche et se déplace simultanément à l'huile dès que sa saturation devient de l'ordre 5 à 10 %. C'est pour ça, les investissements sont moins importants que dans le cas d'injection d'eau [7-9].

1.4.3.1 Récupération améliorée (Tertiaire)

a. Méthodes chimiques

Utilisation des polymères : Cette méthode consiste à utiliser des solutions de polymères en eau. Elle a pour but d'améliorer l'efficacité de balayage par l'augmentation de la viscosité de l'eau.

Utilisation des tensio-actifs : C'est pour but d'améliorer l'efficacité de déplacement (microscopique) par la réduction de la tension interfaciale entre l'eau et les hydrocarbures [7-9].

b. Méthodes miscibles

En utilisant un gaz carbonique, c'est pour but de diminuer les forces capillaires et diminuer la viscosité d'huile. Ainsi d'augmenter son volume de 10 à 20 %.

c. Méthodes thermiques

Injection de vapeur : Cette méthode va diminuer la viscosité de l'huile qui elle a été lourde. En injectant la vapeur d'eau et laissant le puits fermé quelque temps. Et puis on le met en production. L'opération est répétée plusieurs fois.

Combustion in situ : Cette méthode est applicable surtout aux gisements d'huile de forte viscosité. Le but est de diminuer sa viscosité. La méthode consiste à brûler une partie des hydrocarbures en place en présence de l'air injecté [7-9].

Chapitre 2

Endommagement des puits

2.1 Définition de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides (Hydrocarbures) de réservoir vers le puits.

Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité qui a une influence sur le coefficient d'endommagement **Skin**. A partir de ce paramètre il est possible de savoir si le puits est endommagé ou pas [10].

2.2 Localisation de l'endommagement

La figure suivante (Figure 2.1) présente les différentes zones de la localisation d'endommagement [11] :

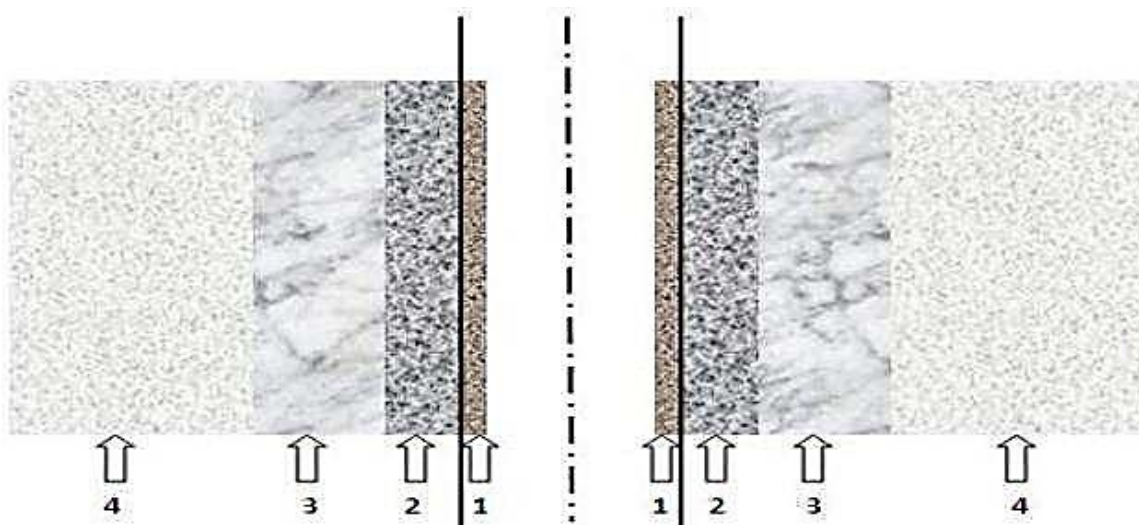


Figure 2.1 Localisation des endommagements [11].

- Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits ;
- Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;
- Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

2.2.1 Au fond du puits

On trouve généralement des dépôts constitués par des **sédiments** d'origine (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des **précipités** (sels, paraffines, l'asphaltènes) [12].

2.2.2 Aux abords du puits

Cake externe (zone 1) : Le cake externe est formé par des particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou (consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

Le cake interne (zone 2) : Le cake interne est constitué par des fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion. Sa localisation est dans une très mince couronne aux abords du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie (zone 3) : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité ;
- Formation d'émulsions ;
- Gonflement et /ou délitage des argiles ;
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place [12,13].

2.3 Les endommagements les plus fréquents

La formation des endommagements se produit en raison de processus physico-chimique, chimiques, biologiques, hydrodynamiques et des interactions thermiques de formation poreuses, particules, et fluides, et déformation mécanique de la formation sous contrainte de cisaillement du fluide. Ces processus sont engendrés lors des opérations de forage, de production, de Workover et de fracturation hydraulique. Les Indicateurs d'endommagement incluent une **dégradation de la perméabilité**, augmentation du **coefficient skin** et de diminution des

performances du puits. D'où, la réduction de la productivité pétrolière et gazière des réservoirs et l'exploitation non économique. Alors, il est indispensable de développer des méthodes expérimentales et analytiques pour comprendre et prévenir et/ou contrôler les endommagements engendrés [12].

2.3.1 Endommagement dû aux opérations sur puits (Forage, Work-Over)

Le colmatage des perforations

Au cours des opérations de **Workover** ou de **Snubbing**, un filtre cake se forme toujours dans les perforations provoquant un bouchage.

Changement de mouillabilité

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présentent surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation des sludges ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile [12-14].

Formation des émulsions

Une émulsion est le résultat d'un mélange entre deux fluides non miscibles. Cette émulsion est composée de :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir ;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut réduire considérablement la productivité des puits qui est inversement proportionnelle par rapport à la formation d'émulsion. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale [14].

Gonflement des argiles

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work-Over et des fluides de complétion (phénomènes d'interactions argile -fluide de forage), ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité.

Filtrat du fluide de forage (invasion par la boue)

L'endommagement par la boue est représenté à la zone 3, il est possible de causer par :

- Un effet physique des particules de la boue qui remplissent les pores de la matricielle, ce qui résulte une chute de pression de la formation (réduisant la perméabilité).
- Un effet chimique des produits dans la boue qui peuvent causer une émulsion avec les fluides de formation et/ou un changement de mouillabilité de la roche.

Colmatage dû à la stimulation

La stimulation est un traitement mécanique et chimique du puits endommagé. Les objectifs de la stimulation sont les suivants :

- La restauration de la productivité du puits si celle-ci est diminuée.
- Améliorer la productivité du puits qui était initialement mauvaise Les opérations classiques de stimulation des puits (lavage, grattage et traitement matriciel par acidification des puits endommagés).

Mais malheureusement cette opération peut être provoquée un colmatage.

- Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions secondaires de l'acide choisi (incompatible) avec les agents et les produits chimiques utilisés.
- Après la fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac) [12-14].

Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau est très nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage.

Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir comme :

- La saturation en eau aux abords du puits, si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Le blocage par des dépôts de sulfates dû à l'incompatibilité de l'eau injecté et celle de la formation [12,14].

2.3.2 Endommagement dû à la formation productrice (production du gaz ou pétrole)

Dépôts des sels minéraux

Le changement de la pression et de la température au cours de la production entraîne la **précipitation des sels**. Ces sels sont essentiellement des chlorures de sodium (Na Cl) dont la répartition est comme suit : 2/3 Na Cl et 1/3 d'autres sels tels que :

- Les carbonates de calcium : Ca CO_3 ;
- Les sulfates: Ba SO_4 (H₂O), Ba SO_4 , Sr SO_4 ;
- Les produits de corrosion du fer : Fe S , $\text{Fe}_2 \text{O}_3$, Fe CO_3 .

Malgré l'injection continue de l'eau par des concentrations contrôlées et les grattages fréquents par le Wire-line, les sels ne cessent de se précipiter causant des fois la fermeture totale des puits [12,13].

Dépôts organiques (Asphaltes)

Des petites quantités d'asphaltes sont localisées dans le puits depuis la mise en production. Ils se déposent dans le tubing et aussi dans le milieu poreux. Le dépôt des asphaltes causent un grand problème pour la production du pétrole. Ils sont présentés comme suit :

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Diminution du taux de production et de pompage à cause de la forte viscosité d'asphaltène.
- Affecter la performance d'Inflow dans le puits de forage.
- Restriction du diamètre du tubing et réduit la performance d'Outflow.
- L'encrassement de la vanne de sécurité de fond.
- Accumulation des débris solides dans les réservoirs de stockage et dans les autres équipements de surface [12].

Les causes de déposition des asphaltes sont liées au changement de pression, de température et la composition chimique de brut.

- Les asphaltes vont se déposer là où la pression est au-dessous du point de bulle du brut.

- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltes.

Migration des fines

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations ce qui baissent de la productivité.

Ces fines particules colloïdales migratoires ont une dimension comprise entre 1 nm et 10 μm .

Les principales causes de libération des fines particules colloïdales sont expliquées par le changement de la chimie des solutions (pH, force ionique ou addition de tensioactif). La diminution de la force ionique augmente le pH et cause un changement dans les forces agissant sur les particules colloïdales et la surface de la matrice, Cette mobilisation est causée par l'expansion de la double couche électrique autour des particules d'argiles chargées négativement. Une augmentation de la vitesse d'écoulement favorise la libération des fines [12,15].

Chapitre 3

Evaluation de l'endommagement au moyen des essais

3.1 Introduction

Les tests d'évaluation d'endommagement sont essentiels des procédures de diagnostic suivies pour caractériser les endommagements.

La caractérisation de l'endommagement permet d'identifier les causes qui ont conduit à son apparition et par conséquent de choisir une solution appropriée [16,17]. Pour cela, des méthodes d'usage classique sont citées comme suite :

- Historique complet de puits.
- Echantillonnage et analyses de laboratoire.
- Essais de puits.
- Analyse du système de production [18,11].

3.2 Historique complet de puits

L'historique d'un puits est une source indispensable d'informations de toutes nature pour aider à détecter les causes d'endommagement dans de la phase de forge, la complétion et la phase d'exploitation [18,11].

3.3 Etudes de laboratoire et analyses des carottes

L'analyse détaillée des carottes de formation est exigée pour désigner le traitement approprié pour enlever les endommagements.

Les diverses méthodes appliquées dans l'analyse de carotte pour un traitement de matrice [19] peuvent être classifiées comme suit :

- Etudes Petro-physiques pour déterminer la porosité et la perméabilité absolue et relative de l'échantillon.
- Des essais d'écoulement sur la carotte, pour surveiller la réponse de la perméabilité de la roche.

Dans ce cours, on va citer quelques méthodes d'évaluation d'endommagement des puits pétrolier utilisées surtout en Algérie.

3.3.2 Évaluation d'endommagement via la boue de forage (*invasion par la boue*)

La face d'un échantillon de carotte (en anglais **core**) est exposée à la boue sous une différence de pression à travers la carotte. Des séquences d'essais peuvent être effectuées avec et sans présence d'hydrocarbures.

La figure 3.2 représente les résultats des tests d'évaluation de deux échantillons (A et B). Cette figure indiquant que l'échantillon A est endommagée plus que l'échantillon B.

Dans le cas de la boue A, le retour de la perméabilité est seulement 6% de la perméabilité initiale, alors qu'elle est de 54% par rapport à la boue B [19].

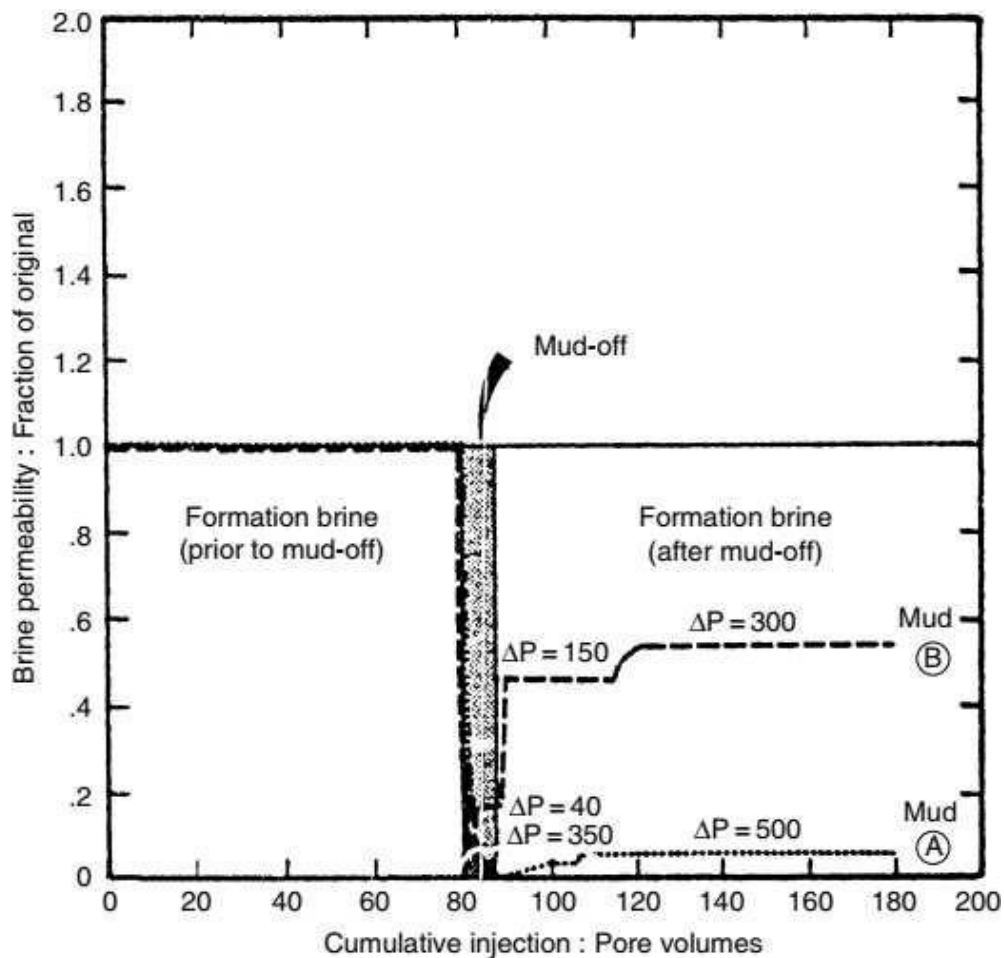


Figure 3.2 Résultats des tests d'évaluation de deux échantillons (A et B) [20]

3.4 Essais de puits

3.4.1 Principe et objectifs

Les essais de puits sont effectués pour obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir via la variation du débit du puits qui va provoquer une perturbation des pressions dans le réservoir

[21-23]. L'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements concernant :

1. La perméabilité du réservoir.
2. Le degré d'endommagement du puits (l'effet de Skin).
3. La pression du réservoir.
4. Les limites géométriques du réservoir.
5. Le type du réservoir.
6. La caractérisation d'une fracturation du réservoir.
7. L'évaluation de différentes communications entre les puits ...etc.

Le but des essais de puits

- D'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits ;
- De contrôler l'efficacité des opérations de mise en production ;
- De déterminer le taux de production efficace de chaque puits ;
- De déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques [22,23].

3.4.2 Les différents types d'essais (Tests)

3.4.2.1 Essais DST (Drill Stem test)

Le test d'une formation, c'est la mise en production provisionnelle d'un réservoir, ou bien c'est une éruption contrôlée. Le test d'une formation à partir d'essai direct de la couche traversée ; on met en production temporaire après isolation de la pression hydrostatique de la boue de forage par un élément appelé Packer [23].

Principe de DST

Le principe de la mise en marche du test DST consiste à descendre des conduits dans le puits remplis du fluide de forage, une garniture de test se compose de :

- Un train de tubing (le tubing est privilégié aux tiges de forage)
- Un packer
- Une vanne de test
- Une vanne de circulation inverse
- Enregistreurs de pression et de température, comme il est indiqué à la figure 3.3.

Quand le packer est installé, la vanne est ouverte pour décompresser les fluides sous packer ainsi que ceux contenus dans la formation. Cette décompression va créer un débit de fluides à l'intérieur de la garniture. Ce débit est arrêté par la fermeture de la vanne, ce qui permet aussi d'instaurer sous le packer une pression correspondante à la pression de formation. La courbe de décompression (Figure 3.4) des fluides est enregistrée par un capteur de pression situé en dessous de packer. Les relations entre le débit et la pression enregistrés permettent d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques de la formation, ainsi sa perméabilité. Ce qui permet de savoir l'endommagement des roches réservoirs (skin).

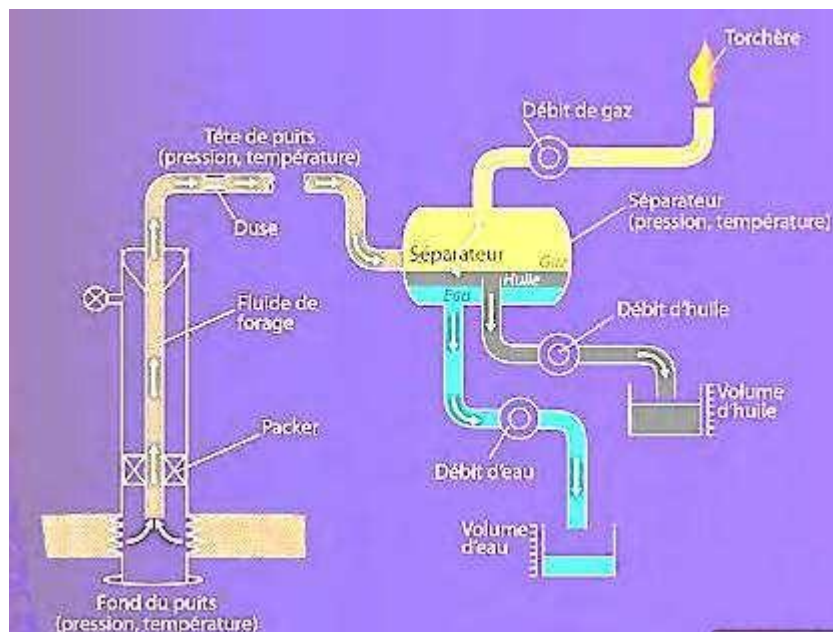


Figure 3.3 Principe de fonctionnement du test DST [12].

Pour réaliser le test de DST il faut avoir des équipements de surface et de fond qui assurent le déroulement du test sous les conditions suivantes :

- En diminuant la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester et écouler les fluides de réservoirs jusqu'en surface.
- La canalisation de ces fluides doit être sans risque de pollution ou d'éruption.
- La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- Enregistrement la variation de la pression et de la température au fond de puits le long du test [12].

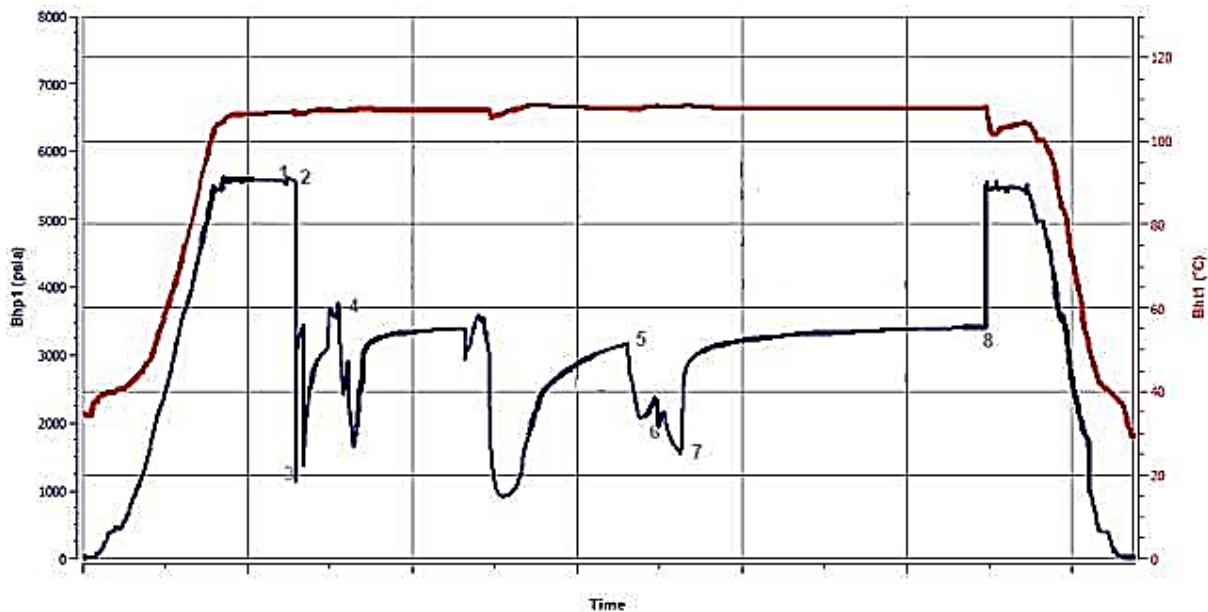


Figure 3.4 Diagramme d'enregistrement de pression de fond en utilisant le test DST [12].

Le déroulement du test DST passe par les étapes suivantes :

1. descente du train et ancrage du packer, ce qui provoque une coupure de pression (compression de la boue située en dessous de packer).
2. Ouverture de la vanne de fond pour un pré débit (débit à l'intérieur des tiges de forage).
3. Fermeture de la vanne de fond ce qui provoque une remontée de pression vierge (gisement).
4. Ouverture encore de la vanne de fond.
5. Dégorgements des différentes duses ajustables.
6. Dégorgement le duse fixe 24/64".
7. Fermeture de la vanne de fond pour la remontée finale de la pression du gisement.
8. Désencrage du packer et remontée du train de test [23,12].

3.4.2.2 Essai en débit (Draw Down)

Il consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant et l'enregistrement de l'évolution de pression correspondant à cette variation de débit (Figure 3.5) [23,12]. Les premières informations acquises de test DRAW-DOWN sont :

- La perméabilité effective moyenne des fluides mobiles dans le réservoir.
- Facteur de skin total.
- Efficacité d'écoulement.

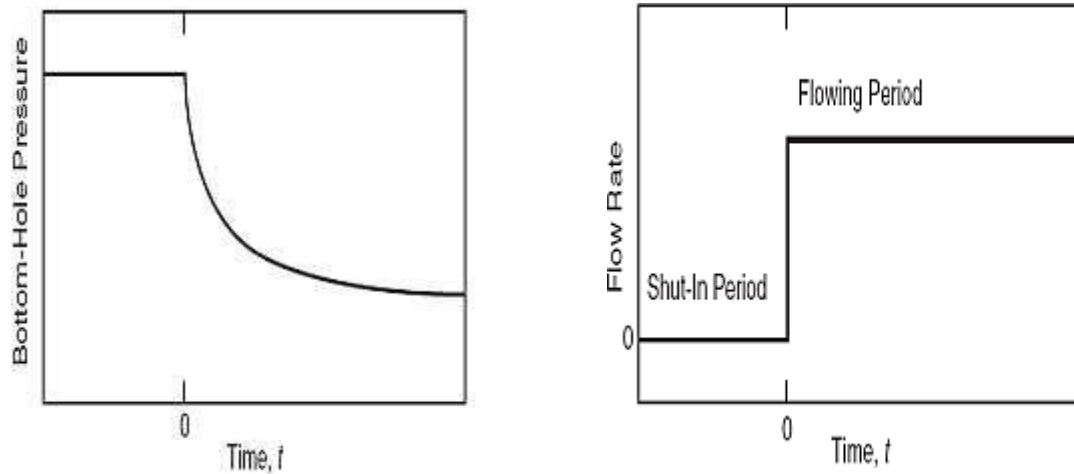


Figure 3.5 Draw-down test (essai en débit) [23]

3.4.2.3 Essai de remontée de pression (BUILD UP)

Un test de remontée de pression consiste à fermer un puits initialement ouvert. C'est le type de test le plus utilisé pour évaluer l'endommagement des puits. L'évolution de pression et variation de débit en fonction du temps (Figure 3.6) permet d'évaluer et analyser les paramètres suivants [23,12] :

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation.
- La pression moyenne de réservoir.

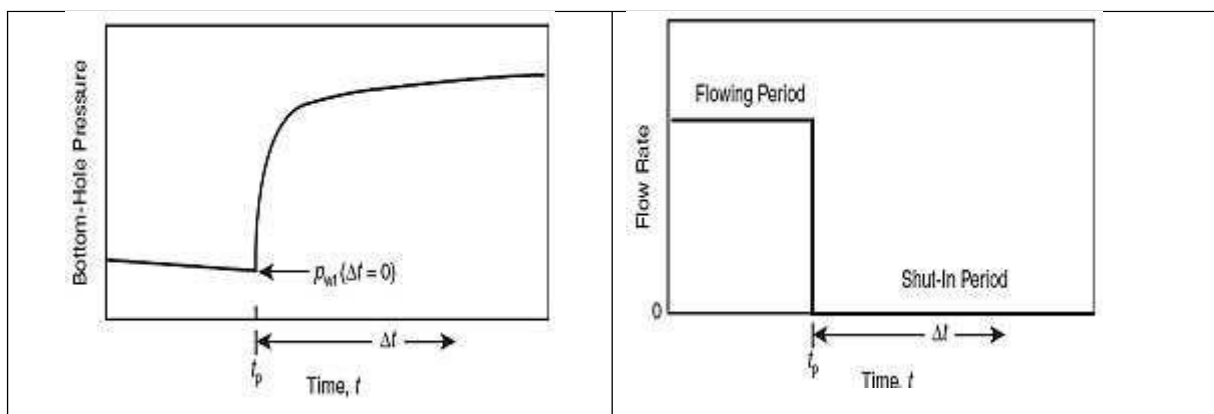


Figure 3.6 Essai de remontée de pression (BUILD UP) [23]

3.4.2.4 Essai d'interférence

L'essai d'interférence est un test exécuté en utilisant plusieurs puits, son but est étudié la communication entre les couches productrices des puits. Le principe de fonctionnement est d'enregistrer la variation de pression causée par l'ouverture du puits en fonction aux autres puits voisins [23,12].

3.4.2.5 Essai de Jaugeage

Le jaugeage c'est une opération en surface de puits très importante, il est effectué pour savoir les paramètres de production de puits sous les conditions d'exploitation, (pression en tête, pression de ligne, débit des liquides, débit de gaz).

Ce test permet de savoir les paramètres optimaux d'exploitation de puits, ainsi le suivi régulièrement et faire la rentabilisation le maximum dans de bonnes conditions de production [23,12].

Chapitre 4

Signification physique de l'endommagement

4.1 Chute de la perméabilité et de la pression

L'endommagement du puits va apporter une modification sur la perméabilité aux abords du puits, en conséquence, toute diminution de la perméabilité aura un effet similaire à une perte de charge ou, en d'autres termes, à une chute de pression constante (figure 4.1) [24].

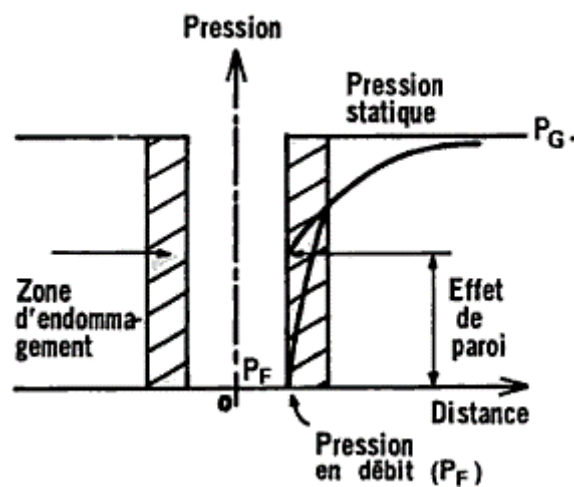


Figure 4.1 Chute de pression due à l'endommagement [24].

Cette chute de pression additionnelle est appelée effet pariétal ou effet de paroi. Elle est déterminée au moyen des tests en régime transitoire.

Dans la pratique, la courbe d'évolution de la pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puits idéal.

On ferme le puits après un temps T de production, un débit constant Q_F est généré.

L'évolution de la pression au fond du puits $P_F(t)$ à l'instant $T + \Delta t$ peut s'écrire, pour un système infini [24,25].

$$P_F(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \ln \left(\frac{T + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

Avec :

h : la hauteur

P_G : pression de gisement

K : perméabilité

μ : viscosité d'huile

La figure 4.2 et 4.3 représentent l'évolution de la pression semi-logarithmique en fonction de la température pour un puits idéal et puits endommagé.

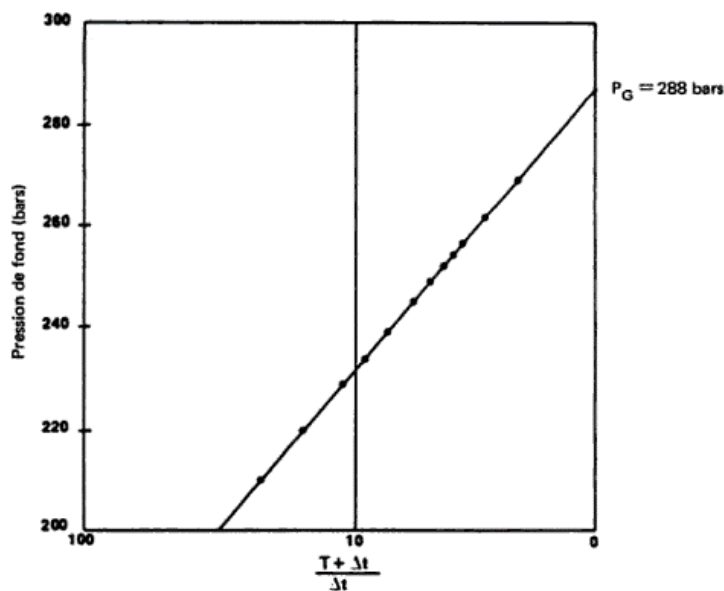


Figure 4.2 Evolution de la pression de fond après fermeture
(cas d'un puits idéal) [25].

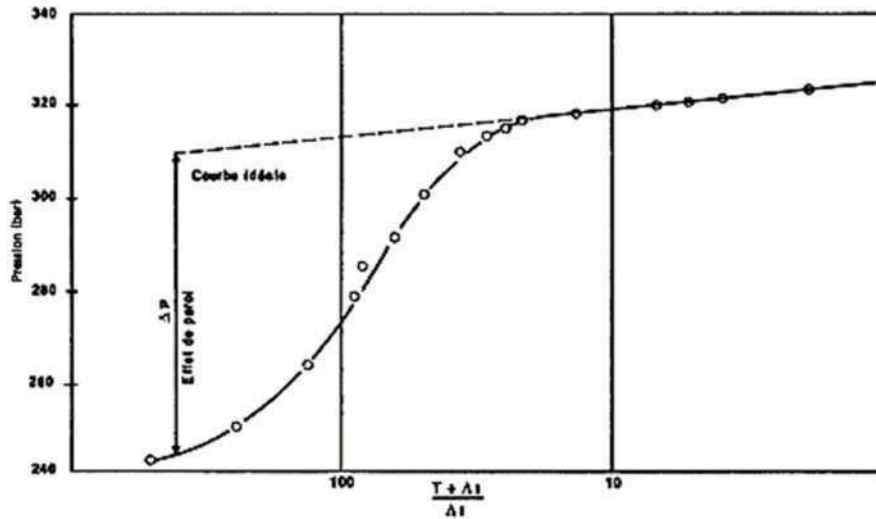


Figure 4.3 Evolution de la pression de fond après fermeture
(cas d'un puits endommagé) [24].

4.2 Expression de l'endommagement

L'une des expressions de l'endommagement peut être donnée par le rapport suivant [24,25] :

$$\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}}$$

IP : indice de productivité

C'est un rapport entre l'indice de productivité réel (colmaté) et l'indice de productivité théorique qui est égal à :

$$\frac{\ln\left(\frac{r_E}{a}\right)}{\ln\left(\frac{r_E}{a}\right)+S}$$

Avec r_E est un rayon d'endommagement et a est le rayon du puits

En pratique $\ln(r_E/a)$ est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$\frac{IP_{colmaté}}{IP_{théorique}} = \frac{7}{7+S} \text{ ou } = \frac{9}{9+S}$$

$$S = \left(\frac{k}{k_E} - 1\right) \ln \frac{r_E}{a}$$

Des auteurs ont défini un coefficient sans dimension S appelé « effet de paroi », est défini par la relation suivante :

$$P = S \left(\frac{\mu Q_F}{2\pi h k} \right)$$

Si l'on introduit l'effet de paroi dans l'expression de la pression de fond du puits en système infini, on obtient :

$$P_F(t) = P_G - \frac{\mu Q_F}{4\pi h k} \left(\ln \frac{kt}{\Phi \mu c a^2} + 0.80907 + 2S \right)$$

Φ : La porosité de la roche réservoir en %

c : Compressibilité totale

Pour calculer l'effet de paroi, il est nécessaire de mesurer la pression du fond avant et après la fermeture (ou ouverture) du puits.

4.2 Perméabilité et Notion de skin

La détermination du coefficient de Skin est effectuée en fonction du rayon d'endommagement et la perméabilité de la zone endommagée.

Le rayon r_E et la perméabilité k_E de la zone endommagée sont reliés au coefficient de paroi S (Skin factor) par l'expression suivante [24] :

$S > 0$: Si la perméabilité de cette zone est inférieure à celle du reste de la formation.

$S = 0$: Les perméabilités sont égales.

$S < 0$: Si la perméabilité de paroi est grande que dans la formation.

Des puits acidifiés ou fracturés ont des valeurs de S -3 à -5.

4.2.1 Notion de skin

Le skin est un facteur sans dimension déterminé par les essais de puits. Il représente les pertes de charge aux abords de puits par rapport aux pertes de charge totale, c'est-à-dire le degré d'endommagement total d'un puits inclus l'endommagement de la formation (skin effect) et les autres types d'endommagements (pseudo-skin-effect), qui provoque une perte de charge supplémentaire [26].

Le concept du skin est utilisé comme une mesure des obstructions de l'écoulement aux abords des puits. Alors le skin caractérise toute déviation par rapport à l'état idéal [24,25].

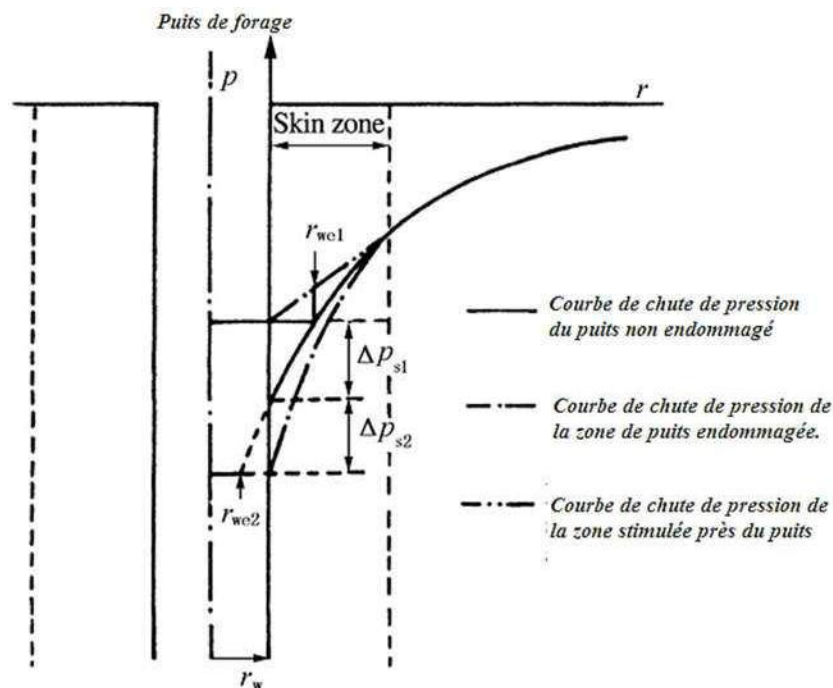


Figure 4.4. Chute de pression supplémentaire dans la zone de skin [25]

4.2.2 Les composants de skin

Le skin mesuré lors des essais de puits est considéré comme la somme du skin dû au colmatage de la formation et des pseudo-skins. Il est égal à la somme de plusieurs facteurs selon l'équation suivante [24,25] :

$$S = S_c + S_{pp} + S_d + S_m + S_{frac} + \dots$$

Avec :

S_c : skin de colmatage

S_{pp} : skin pénétration partielle

S_d : skin de déviation

S_m : skin de turbulence

S_{frac} : skin de fracturation

4.2.2.1. Skin dû au colmatage de la formation

La perte de charge est due aux variations de la perméabilité aux abords du puits. La relation de Skin est en fonction de rayons du puits a et de rayon d'endommagement r_E avec le rapport des deux perméabilités :

$$S = \left(\frac{k}{k_E} - 1 \right) \ln \frac{r_E}{a}$$

4.2.2.2 Pseudo-skin

Les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits ne sont pas toujours dues aux colmatages au niveau de la formation, il existe d'autres facteurs appelés "pseudo-skin".

a- La pénétration partielle

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Elle contribue à l'existence d'un pseudo-skin positif qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation et la hauteur perforée.

b- Skin de déviation (skin d'inclinaison)

Certains puits sont forés avec un angle d'inclinaison pour les raisons suivantes :

- Le drainage (fortes inclinaison).
- Géologiques (perpendiculairement au pendage des couches).

- Techniques dans le cas des Side-track (faibles inclinaisons).

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Ce qui contribue au skin négatif.

c- Skin dû à l'écoulement polyphasique

Dans un puits d'huile qui produit au-dessus du point d'ébullition, le skin résultant de l'écoulement multiphasique S_m peut être calculé par l'équation de Vogel.

$$S_m = \frac{16,2}{1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{p_b}} - 9$$

Avec :

p_{wf} : La pression de fond dynamique en kg/cm^2

p_b : La pression de bulle en kg/cm^2

d- Skin dû à la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est la méthode de stimulation où le skin prend des valeurs négatives.

Le skin géométrique autour de puits fracturé est donné par la relation suivante :

$$S_{frac} = 0,81 - \ln\left(\frac{x_f}{2}\right)$$

x_f : La longueur de fracture.

Chapitre 5

Conséquences d'une modification de la perméabilité sur la productivité

5.1 Introduction

La perméabilité est le paramètre clé pour les producteurs. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide selon la loi de Darcy avec sa viscosité (μ) et la section d'un échantillon de la roche (A), de la longueur (dx) et la chute de pression (dP) nécessaire au passage du fluide [27].

En négligeant l'effet de la gravité avec les suppositions suivantes :

- Il y a qu'un seul fluide présent (écoulement monophasique).
- Le régime d'écoulement est laminaire.
- L'écoulement est permanent.
- Le milieu est homogène et isotrope.
- Le fluide est incompressible

La loi de Darcy est donnée comme suit [27,28] :

$$Q = A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

Le coefficient Skin a une grande influence sur la perméabilité, ils sont reliés dans la relation de **Hawkins** pour la zone endommagée.

Dans le cas d'un endommagement où $S > 0$ et la perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation. Ceci a une influence sur la productivité du puits.

5.2 Indice de productivité

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement.

Il s'exprime par la relation suivante :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f}$$

Ceci est valable pour les suppositions suivantes :

- Cas d'un liquide (fluide incompressible)
- Ecoulement radial circulaire
- Régime permanent.

L'index de productivité (IP) d'un puits diminue durant la production, ceci s'explique par :

- L'apparition de la turbulence pour un débit important ;
- L'existence de gaz libre ;
- L'augmentation de la viscosité ;
- La réduction de la perméabilité.

Il existe deux types d'IP, productivité réelle (IPr) et productivité théorique (IPth).

Toute variation de la perméabilité va directement influencer sur l'index de productivité [29].

5.3 Influence de l'endommagement sur la productivité

Le signe d'endommagement sur la productivité des puits montre un débit d'huile réduit [30].

La figure 5.1 suivante montre clairement cette influence selon la relation de débit.

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2 \mu \beta \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Avec :

q (Q) : débit d'huile conditions de fond ;

K : perméabilité ;

h : hauteur du réservoir ;

μ : viscosité d'huile ;

P_G : pression de gisement ;

P_{wf} : pression de fond dynamique;

Re : rayon d'endommagement ;

r_w (ra) : rayon du puits;

S : skin total

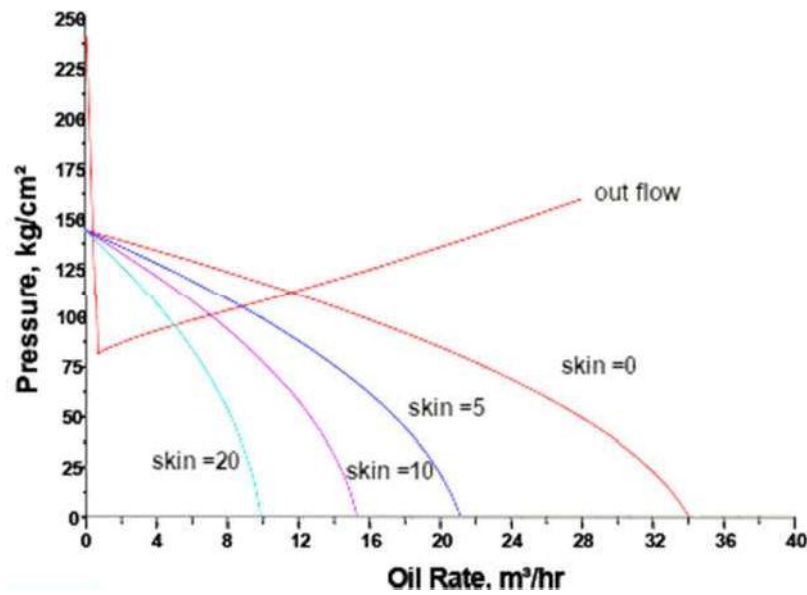


Figure 5.1 Effet d'endommagement sur la productivité [30]

On voit bien que pour une même pression appliquée, le débit d'huile diminue en fonction d'endommagement (skin). Plus l'endommagement est important plus la productivité du puits est réduite.

5.4 Notion de stimulation

La stimulation est toute opération utilisée pour améliorer d'une façon considérable la productivité du puits par l'élimination de l'endommagement aux abords du puits [24,31], comme il est indiqué à la figure 5.2. Il existe trois types de stimulation :

- La fracturation hydraulique
- La fracturation à l'acide
- L'acidification matricielle

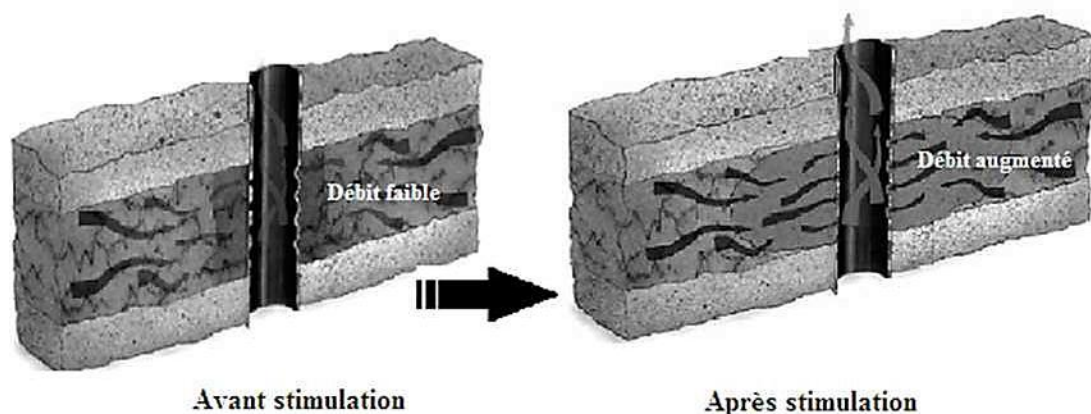


Figure 5.2 Effet de la stimulation [31],

5.5 Stimulation par acidification

La stimulation par acidification est la méthode la plus utilisée pour le traitement matriciel du puits endommagé. L'opération consiste à injecter des solutions d'acides (Figure 5.3) mélangées avec des additifs. Dans le but d'améliorer ou restituer les caractéristiques initiales de la roche. Le traitement de la matrice est réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation. Ce procédé est appliqué pour restaurer la perméabilité aux abords de puits en éliminant le colmatage. Ceci va rétablir la productivité du puits [31].

L'acide choisi pour traitement dépend principalement de type et lieu d'endommagement. Lorsque l'acide est identifié, son volume est calculé en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire [32].

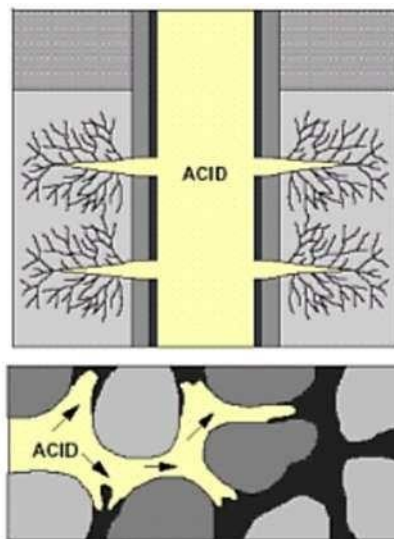


Figure 5.3 traitement de la matrice de puits par acidification [32].

5.6 Etapes de traitement

Les principales étapes d'acidification d'un puits sont les suivantes :

5.6.1 Nettoyage des perforations

Le nettoyage de tubing de production est nécessaire avant toute opération de traitement matriciel. Ceci est effectué via un Tube Clean à travers le Coiled Tubing. L'objectif principal de cette étape est de capter tous les débris solubles dans HCl comme les sédiments et la rouille et de pénétrer les produits indésirables de la formation qui sont collés sur les parois du tubing. Les fluides utilisés pour le nettoyage sont : le HCl (7.5%, 10%, 15%), MSR100 et Reformate gel. Ce dernier est utilisé pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes [33].

5.6.2 Le traitement matriciel

Le traitement passe par les étapes suivantes [32,33] :

5.6.2.1 Etape de preflush

Cette étape est incluse dans tous les traitements en utilisant les fluides HCL (7,5 % et 10 %) et MSR100. Leurs fonctions sont les suivantes :

- Il en résultera une réaction avec les carbonates dans la formation. Cette propriété évite les interactions avec l'HF qui réduiront la consommation d'HF.
- Il déplace et isole l'eau enrichie en K^+ , Na^+ et Ca^{+2} de la formation loin des abords du puits, pour prévenir le puits aux endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium résultant par le contact de l'eau avec l'HF [32,33].

5.6.2.2 Le Mud-acid

Le Mud-acid est composé d'un mélange d'HCl et acide HF avec des inhibiteurs et autres additifs spéciaux. Le mélange est destiné pour le traitement principal de la formation.

5.6.2.3 L'Overflush

L'étape Overflush est utilisée après le traitement principal dans toutes les opérations d'acidification, dans ce cas, le fluide utilisé est le HCL (5 % ou 7.5 %), MSR100 ou un hydrocarbure léger (essence ou gasoil). Le but principal de cette étape est de déplacer les précipités endommageant loin des abords du puits.

5.6.3 Dégorgement du puits

Les produits chimiques utilisés pour le traitement ne sont pas stables, ils se transforment rapidement en d'autres produits bouchant les pores de la matrice, ci pour cela, il est nécessaire de dégorgé le puits immédiatement juste après le traitement.

5.6.4 Placement des fluides de traitement

Le placement des fluides de traitement est effectué par le Coiled Tubing, en concentrique ou en bull heading selon le cas.

Le Packer gonflable est utilisé dans le cas de communication des annulaires pour l'injection dans la formation.

5.6.5 Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va traverser directement vers les pores les plus perméables. Pour éviter cet effet, ce qui est un problème pour le traitement, on utilise des agents de diversion pour colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables, ceci va forcer la pénétration des zones les moins perméables ou les plus colmatées.

Chapitre 6

Intervention sur le puits

6.1 Définition

Une intervention sur puits est définie comme toute opération effectuée sur un puits de pétrole ou de gaz pendant ou à la fin de la vie productive du puits, qui va modifier l'état et/ou la géométrie du puits. Elle fournit des diagnostics ou gère la production du puits. Lors de l'exploitation du puits, de nombreux problèmes sont générés, ce qui réduira la productivité du puits. L'intervention sur puits est réalisée pour maintenir, améliorer les niveaux de production, réparer les défaillances mécaniques du puits ou suspendre la production [34]. Les techniques les plus couramment utilisées pour effectuer les services d'intervention sur les puits sont wireline operation, coiled tubing operation and hydraulic snubbing unit.

6.2 L'intervention wireline

6.2.1 Définition

L'opération wireline est appelée aussi le travail au câble, c'est la méthode de base d'intervention au puits en exploitation en utilisant une technique d'un câble en acier pour entrer, faire fonctionner, régler et récupérer les outils de mesure et les instruments nécessaires à la production [35] comme il est montré à la figure 6.1.

L'opération wireline est effectuée à l'aide de slickline (ligne lisse), Braided-line (ligne tressée) ou ligne électrique.

Slickline est un seul câble solide se compose de nombreux fils. Il est utilisé pour transporter les outils de puits.

Braided line se compose de fils toronnés, ce qui donne une capacité de charge plus élevée que dans le cas d'utilisation de slickline. Il est généralement utilisé lorsque le câble de slickline n'est pas suffisant pour prendre la charge.

La ligne électrique (electric line) est constituée d'un fil torsadé et un conducteur capable de transmettre un signal électrique à la surface ou vice versa. La ligne électrique est utilisée lorsqu'il y a des applications électroniques utilisées dans le service d'intervention au puits [34,35].

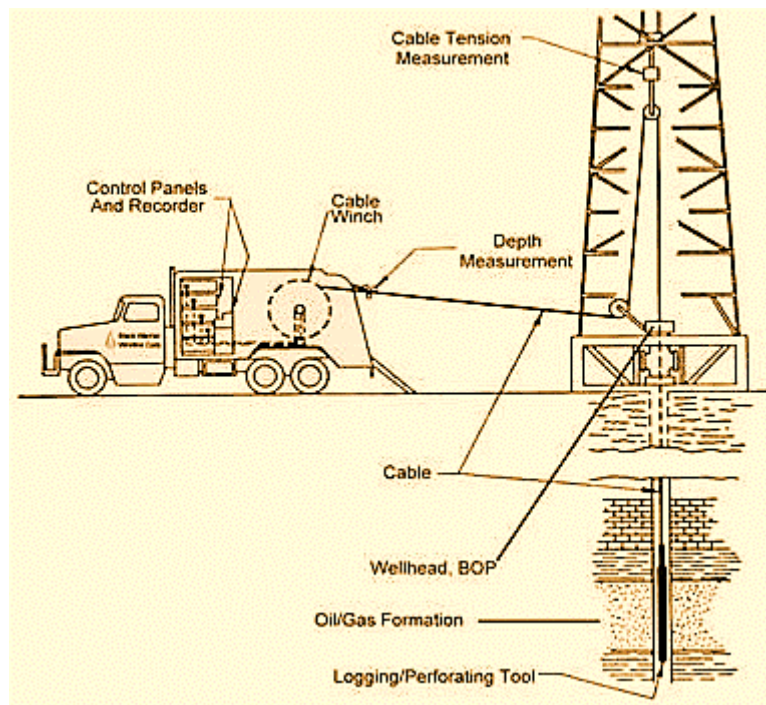


Figure 6.1 Opération d'intervention **Wireline** [34]

Les principales interventions de cette méthode sont les suivantes :

- nettoyer et contrôler le fond du puits
- Faire les mesures nécessaires (pression et température du fond, échantillonnage, diagraphies de production, repérage d'interface ...)

Installation ou récupération d'outils (vannes de sécurité de subsurface, vannes gas lift, le duses de fond, perforation, repêchage ...) [34].

6.2.2 Avantages et inconvénients

Les avantages de l'opération Wireline

- L'intervention est effectuée sans arrêter la production et sans tuer le puits, grâce à un sas raccordé à la tête de puits
- Le processus se déroule par deux ou trois opérateurs spécialisés plus rapidement grâce à un équipement léger et mobile.
- L'opération est moins coûteuse.
- L'intervention ne cause pas aucun endommagement à la couche productrice.

- Les inconvénients de l'opération Wireline
- Qualification du personnel.
- Le travail est extrêmement dangereux dans des puits très biaisés, chargés en sable ou de résidus liquides visqueux.
- Difficulté de travail en cas de dépôts durs.
- L'opération a des possibilités limitées car le câble ne peut fonctionner qu'en traction et à un niveau très modéré (aucune rotation ou circulation n'est possible) [36].

6.2.3 Composition des équipements de surface

6.2.3.1 Composition de l'unité Wireline

- L'unité Wireline est composée des éléments suivant :
- Un groupe de puissance ou bloc d'alimentation (power pack) où on trouve un moteur diesel entraîne une ou deux pompes hydrauliques pour contrôler le treuil.
- Une cabine de control qui se trouve derrière le treuil. Cette cabine est équipée de jauge de pression et de profondeur [37].
- Le treuil est utilisé pour enrouler, stocker, dérouler le câble, il se compose des éléments suivant :
 - Une vanne qui commande le sens de rotation de treuil
 - Un vérin hydraulique
 - Un frein à bandes
 - Un dispositif de changement de vitesse du treuil

Avec d'autres accessoires :

- Dispositif de control d'enroulement/déroulement du câble 'spooling head'. Il est présenté sur la figure 6.2 [37].

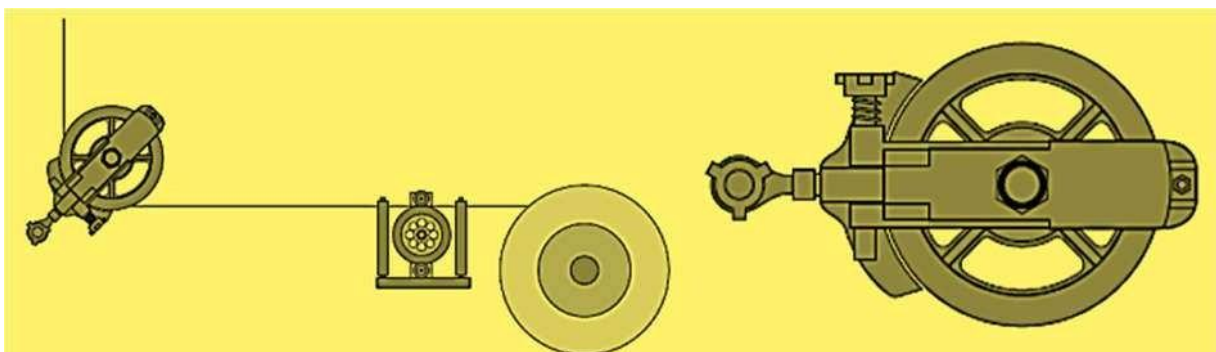


Figure 6.2 Dispositif de control l'enroulement/déroulement du câble [37].

- Tensiomètre
- un système d'indicateurs de poids

6.2.3.2 Les équipements de contrôle de la pression avec leurs accessoires

Presse-étoupe (stuffing box) : Ce dispositif est placé à l'extrémité supérieure du SAS comme il est indiqué à la figure 6.3. Il est destiné pour le confinement primaire. Cette presse permet de passer le câble en assurant l'étanchéité et Obture le puits [35,36], elle est présentée à la figure 6.3. Sa composition est le suivant :

- Raccord inférieur
- Un corps porteur des éléments d'étanchéité
- Le plongeur (blow out plug)
- La poulie avec un support

Le SAS : Il est installé entre la presse étoupe et les BOP's. Il permet le dégerbage de BHA sous pression [36], son choix dépend de :

- Pression max en tête de puits
- Type de fluide
- Diamètres des outils à descendre
- Longueur de BHA

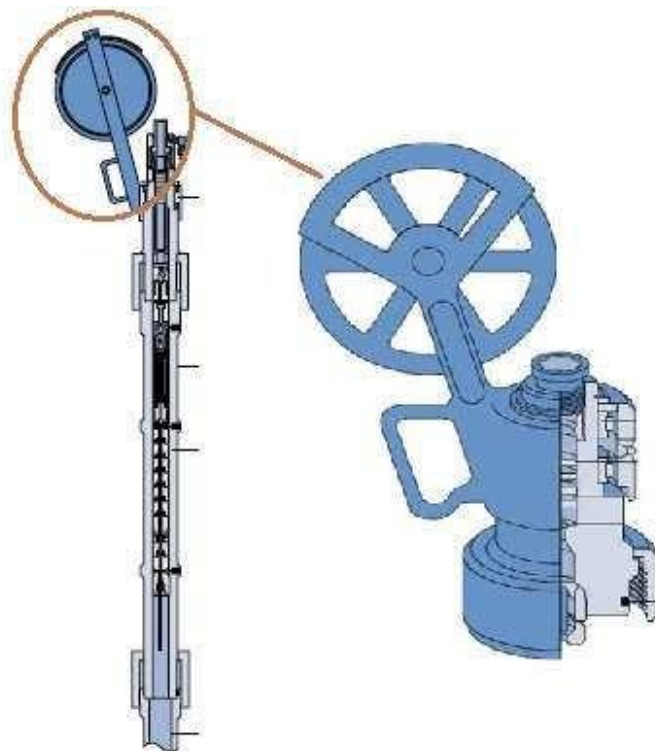


Figure 6.3 La presse-étoupe (stuffing box) avec le SAS [36].

Blowout preventers BOP's : Le dispositif (BOP) présenté à la figure 6.4 est installé entre le SAS et la tête de production. Ils présentent une barrière secondaire après la presse étoupe [35,36]. Leurs fonctions sont :

- Isoler la pression du puits par la fermeture de la valve master sans couper le câble.
- Permet d'accéder aux coupe-câble au-dessus de bop rams.
- Permet à la descente au WL couper en cas où le câble est coincé dans le puits.
- Permet le décapage (stripping) s'il est nécessaire.

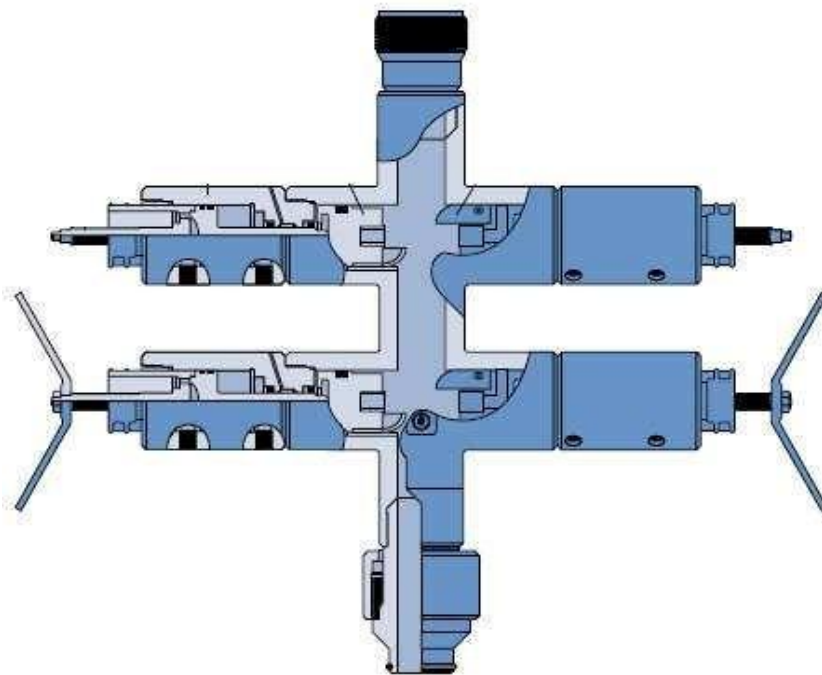


Figure 6.4 Obturateur de pression (BOP)

Vanne d'égalisation de pression : Les pressions différentielles agissent sur la surface de RAM fermé, ce qui crée une force empêchant son ouverture. C'est pour ça, l'ouverture de RAM sans égalisation peut causer un endommagement [35-37]. Cette vanne est présentée sur la figure 6.5.

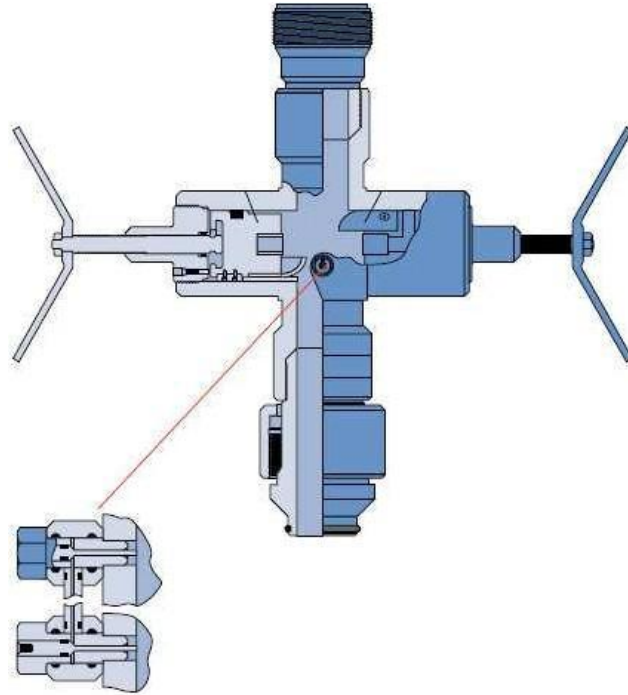


Figure 6.5 Vanne d'égalisation de pression [35-37].

Adaptateur de tête de puits 'well head adaptor' : Ce dispositif est installé au sommet de la tête de production à côté de BOP [36] (Figure 6.6). Il existe trois types d'adaptateurs :

- Adaptateur raccord rapide / raccord rapide
- Adaptateur bride API / raccord rapide
- Adaptateur filetage ACME / raccord rapide



Figure 6.6 Adaptateurs de tête de puits [36]

Raccord d'injection des produits chimique : Ce dispositif est installé en dessous de la presse étoupe. Il permet d'injecter les inhibiteurs de corrosion et les produits antigel sur le câble WL (Figure 6.7) [35-37].

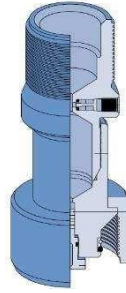


Figure 6.7 Raccord d'injection des produits chimique [35-37].

Tool trap : Il est placé en dessous du SAS, son rôle est d'empêcher la chute de train WL dans le puits s'il y a une rupture du câble au niveau du rope socket. Il comprend un ou deux clapets qui se ferment dès que le train WL est complètement rentré dans le SAS.

Tête d'injection de graisse : Ce dispositif est placé au sommet de SAS, son rôle est d'assurer l'étanchéité autour de câble toronné via la graisse (figure 6.8) [36], sa composition est le suivant :

- Un dispositif d'étanchéité hydraulique
- Un ensemble de flow tube / sleeves (deux ou plus)
- Un ou plusieurs manchons (tube sleeve coupling)
- Un raccord rapide

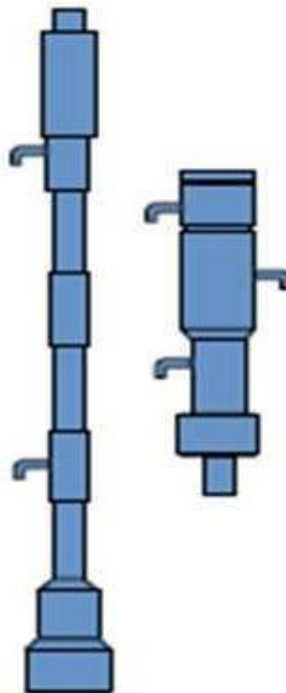


Figure 6.8 Tête d'injection de graisse [36],

Clapet anti retour (safety check valve) : ce dispositif est installé sous la tête de graissage. Il joue le rôle de plongeur dans le système de la presse étoupe à travers l'empêchement de l'écoulement du fluide vers la surface [36].

Essuie du câble (line wiper) : il est utilisé pour nettoyer la poulie de renvoi comme il est indiqué à la figure 6.9.

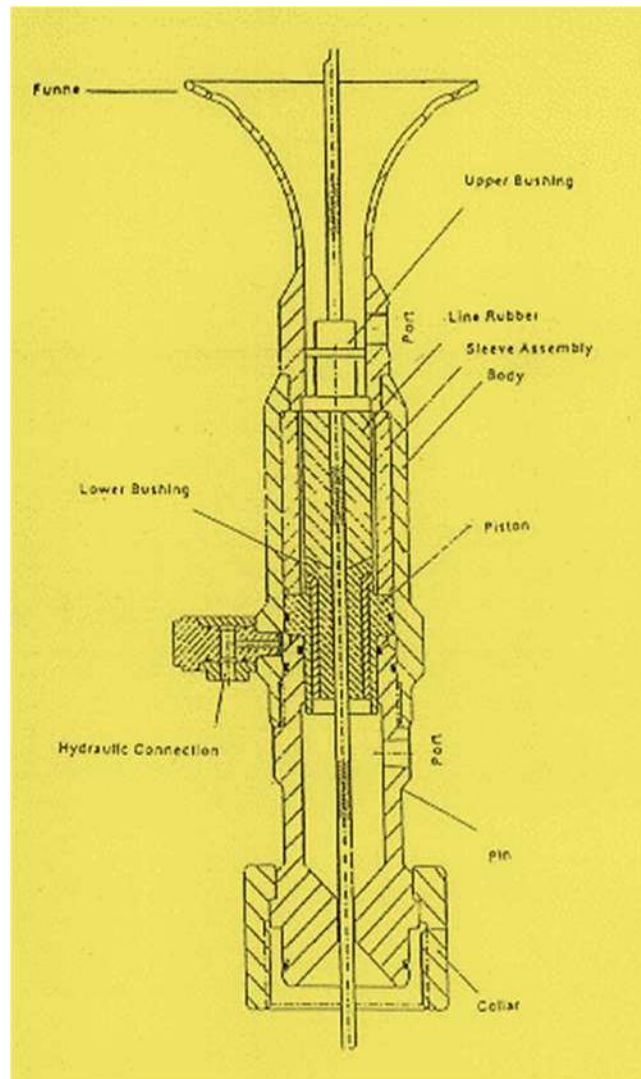


Figure 6.9 Essuie du câble [36].

6.3 L'intervention Coiled tubing

6.3.1 Introduction

Les interventions réalisées par l'opération Wireline sont limitées car il n'est pas possible de circuler et de mettre du poids sur l'outil de fond, de tourner et en plus, la résistance en traction du câble est faible [34].

L'unité Coiled tubing présentée à la figure 6.10 consiste à descendre ou remonter un tube par pression avec des outils de fond fixés à son extrémité dans un puits de pétrole ou de gaz pour effectuer des travaux. Cette unité est composée d'un tube métallique continu de 3/4" à 1 1/2" de diamètre environ 19 à 38 mm enroulé sur une bobine ou tambour. L'intervention Coiled tubing nécessite une équipe spécialisée d'au moins trois personnes et leur équipements sont destinés à l'exécution continue de longueur tube opérations sur le terrain [38,39].

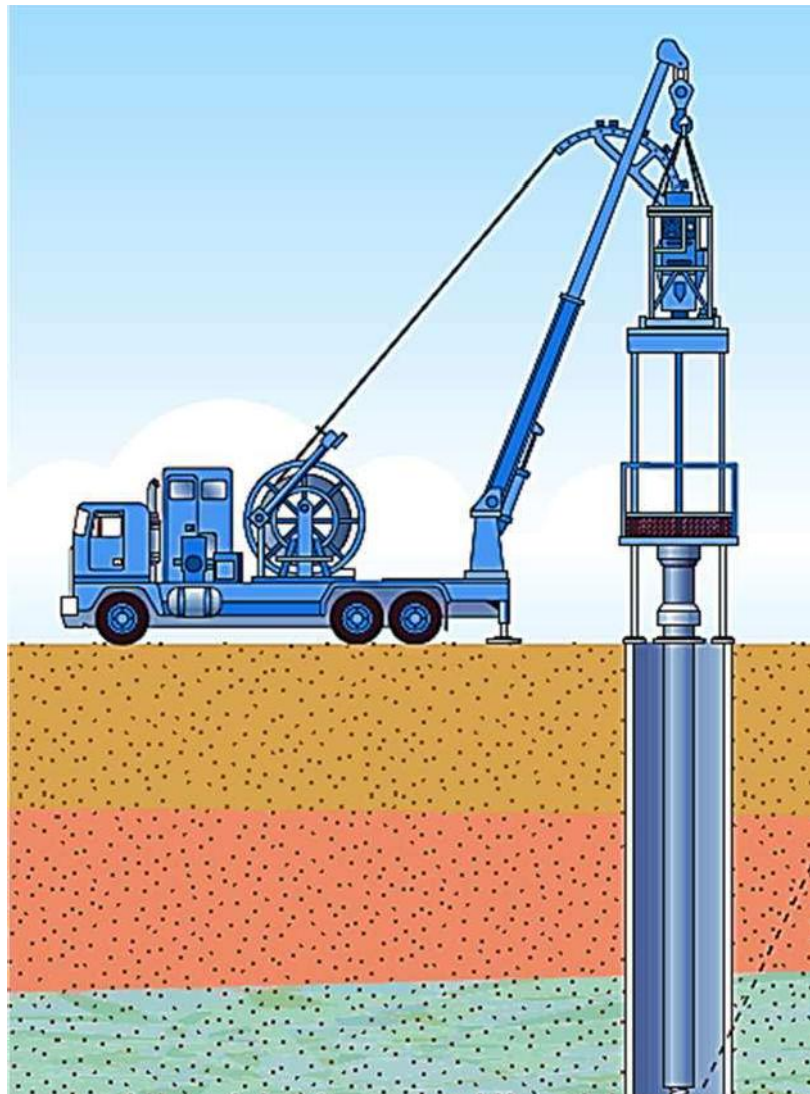


Figure 6.10 L'unité Coiled tubing [38]

6.3.2 Domaine d'application

Le coiled tubing permet de réaliser rapidement les fonctions suivantes :

- Forage des puits hautement dévié (drains latéraux).
- Nettoyer les sédiments et les dépôts.
- Les opérations de perforation.
- Neutralisation du puits.
- La mise en place des bouchons de sable et de ciment.
- La fracturation des réservoirs et l'acidification.
- Fraisage et repêchage.
- descendre et remonter les outils de câble.
- Les opérations de logging.
- Effectuer le forage avec un moteur hydraulique de fond [38].

6.3.3 Avantages et inconvénients

On peut citer les principaux avantages de l'opération Coiled Tubing dans les points suivants :

- La réduction des besoins en manipulation de tuyaux permet d'augmenter de la sécurité du personnel.
- Réduction du temps de montage et de démontage.
- Assurer une meilleure sécurité dans l'intervention sur des puits sous pression.
- Vitesse de manœuvre est élevée.
- Mesurer et contrôler la pression au fond du puits.
- Circulation continue.
- Facilité de transport.

Malheureusement, ce type d'intervention présente certains inconvénients comme toute autre opération. On les cite comme suit :

- Durée de vie limitée en raison des forces de flexion.
- Les pertes de charge sont élevées.
- Il y a un risque de corrosion par acidification
- Limitation à la pression maximale.
- Faible résistance à la traction.
- Probabilité de son endommager est élevée en raison de son épaisseur et sa flexibilité.
- La pression différentielle ne doit pas dépasser 1500 psi pour ne pas collapser le Coiled

Tubing [38].

7.3.4 Composition de l'unité Coiled Tubing

L'unité se compose de deux parties principales, les équipements de surface et les outils de fond [39]. Leurs compositions sont présentées à la figure 6.11 et tableau 6.1

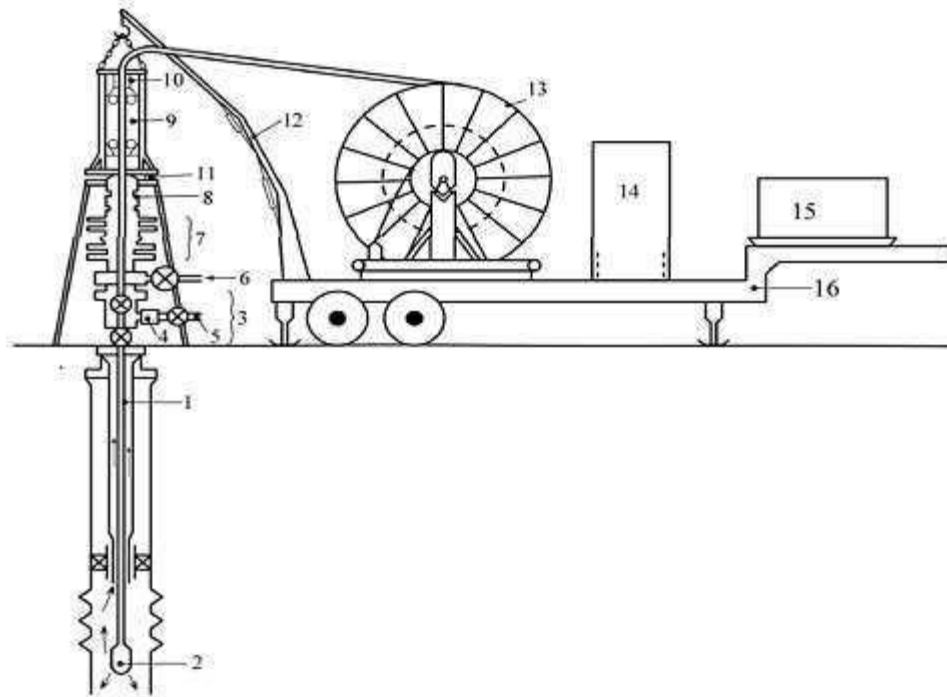


Figure 6.11 Composition de l'unité Coiled Tubing [39].

Tableau 6.1 Présentation des équipements de fond et de surface de l'unité Coiled Tubing

Les équipements de fond	Les équipements de surface	
1- Coiled tubing	3- Tête de puit	10- Redresseur
2- Outil de circulation	4- Duse de production	11- Indicateur de poids
	5- Ligne de production	12- Grue
	6- Sortie de manifold	13- Touret
	7- Bop	14- Cabine de contrôle
	8- Stripper	15- Power pack
	9- Injecteur	16- Remorque

7.3.4.1 Les équipements de surface

Cabine de contrôle

La cabine de contrôle présentée à la figure 6.12 est positionnée de manière à ce que l'opérateur dispose d'un bon champ de vision pour contrôler l'équipement de surface, en particulier le déroulement et l'enroulement de tubing sur le tambour. La cabine comprend toutes les commandes nécessaires devant l'opérateur pour opérer, contrôler et surveiller les paramètres suivants [38,39] :

- Pression d'en tête de puits et de circulation
- Vitesse de manœuvre
- Poids de tubing
- Débit de circulation
- Profondeur de l'outil
- Treuil
- Tête d'injection
- BOP
- Volume pompé
- Stripper



Figure 6.12 Photo de la cabine de contrôle de l'unité Coiled Tubing [39].

Groupe de puissance

Des pompes hydrauliques génèrent une puissance hydraulique qui est nécessaire pour le fonctionnement des équipements de l'unité coiled tubing (tête d'injection, tambour, BOP, accumulateurs) [40]. Les pompes hydrauliques alimentent les circuits suivants :

- Circuit de 3000 psi de la pression maximale du travail qui entraîne la tête d'injection. Ce circuit est alimenté par deux pompes de 60 et 30 g/mn.
- Circuit de 2000 psi de la pression maximale du travail qui entraîne le tambour du treuil.
- Circuit de 2500 psi de la pression maximale du travail qui entraîne un dispositif permettant de guider l'enroulement et le déroulement de tubing.
- Circuit des BOPs permettant de recharger les accumulateurs jusqu'à une pression maximale de 3000 psi.
- Circuit se compose des bouteilles d'accumulation pressurisées à 2000 psi.
- Circuit est destiné pour l'alimentation des équipements auxiliaires de l'unité coiled tubing.

S'il y a une grande variation de température et de pression d'huile, le système s'arrêtera automatiquement par le groupe de puissance présenté à la figure 6.13.



Figure 6.13 Groupe de puissance [40].

Tambour du treuil

Ce dispositif permet d'enrouler, dérouler et stocker en entier le coiled tubing. Le diamètre de tambour doit être grand, sa capacité de stockage est entre 5000 - 22000 ft [40] (Figure 6.14).

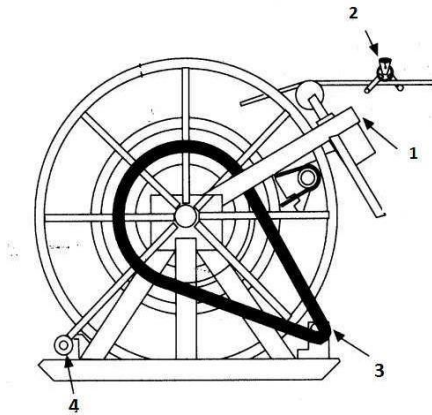


Figure 6.14 Tambour du treuil [40]

Avec :

- 1- Système de lubrification
- 2- Indicateur de poids
- 3- Moteur d'entraînement
- 4- Système de freinage

Tête d'injection

La tête d'injection présentée à la figure 6.15 est l'élément important de l'unité coiled tubing. Elle est utilisée pour manœuvrer à l'aide de deux moteurs hydrauliques entraînant deux chaînes continues pour monter des éléments de grippage. Ces éléments poussent ou tirent le coiled tubing dans le puits durant les opérations d'interventions [41].

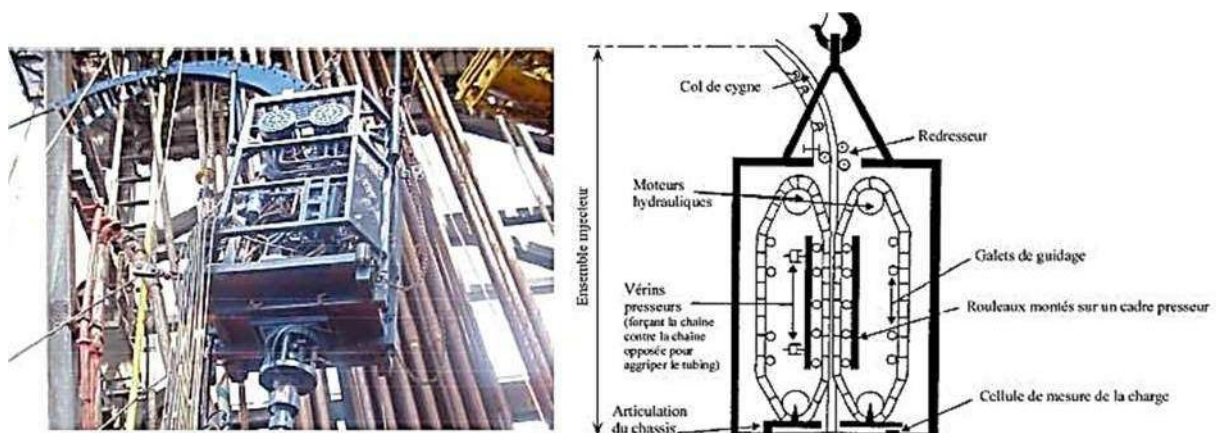


Figure 6.15 Tête d'injection [41]

Packer (stripper)

Le stripper présenté à la figure 6.16 est un élément d'étanchéité assure une étanchéité parfaite autour du coiled tubing. Il se trouve en dessous de la tête d'injection plus proche aux éléments de grippages [42].

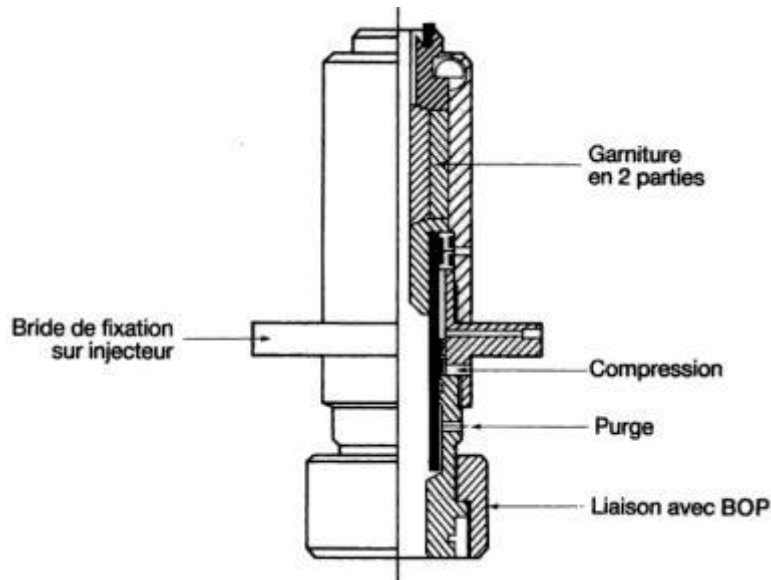


Figure 6.16 Packer (stripper) [42].

BOP

Le BOP présenté à la figure 6.17 est l'un des équipements standard de l'unité de « coiled tubing ». Il est utilisé pour une situation d'urgence. Cependant un test sous pression et un test de fonctionnement seront effectués sur chacune des fonctions après chaque assemblage. Le BOP doit avoir des mâchoires obturantes qui fermeront le puits lorsque le « coiled tubing » sera hors du trou. Dans le cas d'une situation d'urgence, les mâchoires cisailantes couperont le « coiled tubing ». Ces mâchoires assurent l'étanchéité de l'espace annulaire autour du « coiled tubing » [36,42].

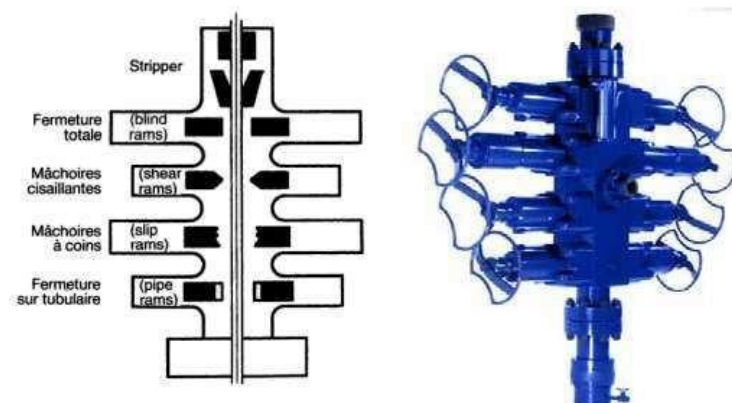


Figure 6.17 Bloc obturateur de pression [42].

Système de déploiement

Lorsque la distance maximale entre la tête de puits de production et le stripper dépasse la longueur maximale du train. Il est nécessaire d'utiliser le système de déploiement (Figure 6.18.a et b) ou une barrière de contrôle (DHSV). Le système de déploiement a le même principe de fonctionnement que le BOP multi rams [36,42]. L'empilage est composé de :

- 1- Un obturateur shear /seal rams en haut et un pipe rams en bas.
- 2- Un obturateur tubing /slip rams en haut et pipe rams pour guider le tubing en bas.

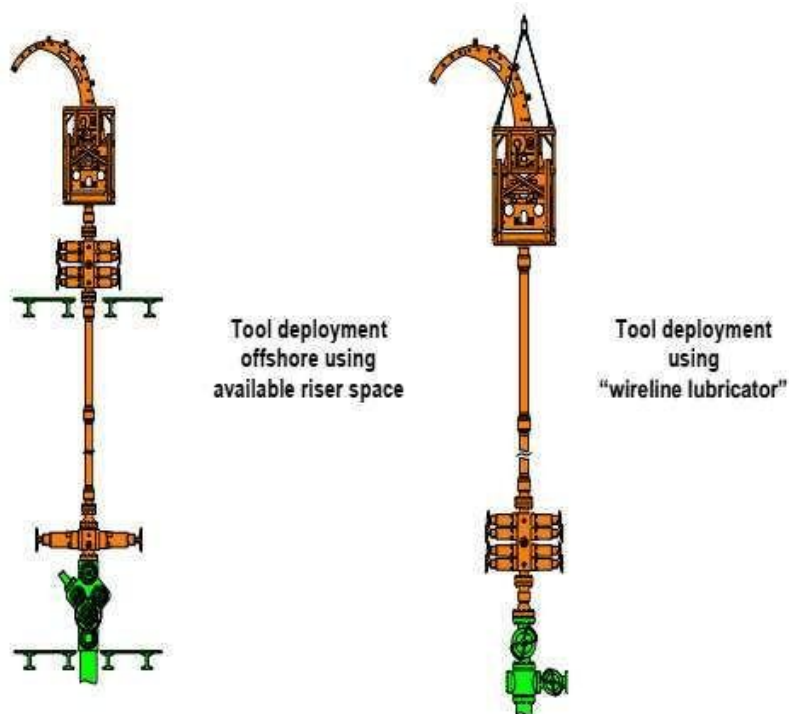


Figure 6.18.a Déploiement offshore [42].

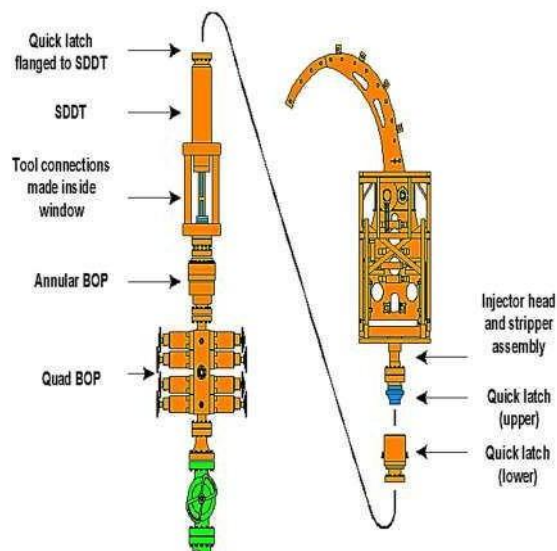


Figure 6.18.b Déploiement on shore [42].

7.3.4.2 Les équipements du fond

C'est le train ou la sonde de coiled tubing. Ce train est valable dans les différentes opérations de coiled tubing comme le reforage, nettoyage, acidification, stimulation ...etc. Les organes principaux de ces équipements sont les suivant [42] :

Raccord (connecteur)

Les raccords présentés à la figure 6.19 sont utilisés pour accoupler les différents outils de fond avec l'extrémité du Coiled Tubing. Il existe trois types de raccord :

Raccords mordants, Raccord à montage vis/creux et Raccord internes.

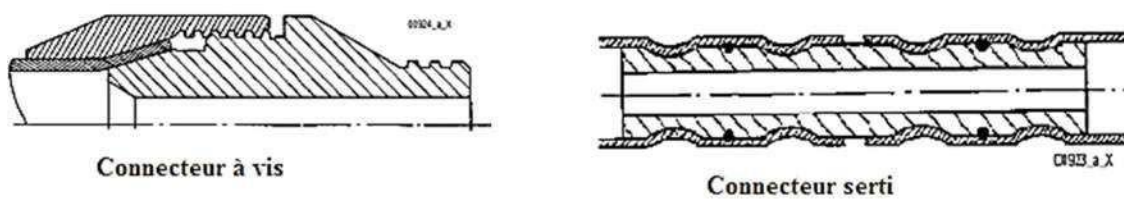


Figure 6.19 Les Raccords (connecteurs) [42].

Clapet anti-retour

Le clapet anti-retour (check valves) est utilisé dans le train Coiled Tubing pour éviter la circulation inverse, bien qu'il y ait une petite probabilité que cela se produise. Il est placé au sommet de la BHA. Il existe deux types à bille et à volet (Figure 6.20). Ils sont considérés comme barrière primaire pendant l'intervention au Coiled Tubing.

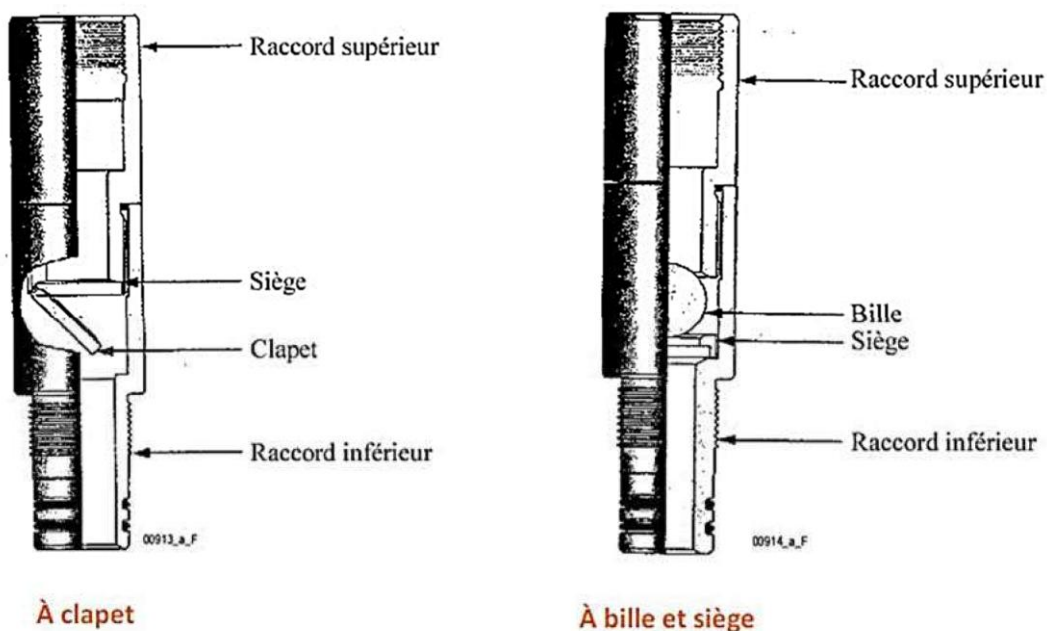


Figure 6.20 Types de clapet anti-retour [42].

Déconnecteur hydraulique

Ce dispositif présenté à la figure 6.21 est une cisaille, en cas de coincement la cisaille descendue avec le train d'outil pour libérer le Coiled tubing. Son principe de fonctionnement consiste à pomper une bille à l'intérieur du Coiled tubing et monter en pression jusqu'à cisailer les goupilles des déconnecteurs et libérer le Coiled Tubing.

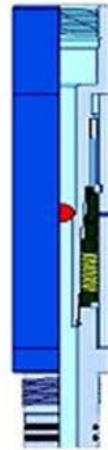


Figure 6.21 Déconnecteur hydraulique [42].

Centreurs

Les centreurs (Figure 6.22) sont bien installés ou incorporés au train d'outils de coiled tubing afin de conserver les outils ou l'embout à l'écart des parois du matériel tubulaire.

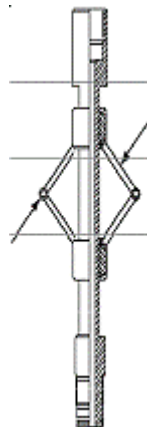


Figure 6.22 Centreurs [42].

Les barres des charges

Les barres des charges sont utilisées pour augmenter la longueur de train, et centrer l'ensemble dans la zone vide entre packer et linaire.

Rotule

La rotule présentée à la figure 6.23 est utilisée pour minimiser les effets des courbures du coiled tubing et procurer à la BHA. Il est noté que la flexibilité est importante pour centraliser les éléments lourds.

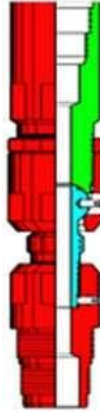


Figure 6.23 Rotule [42].

Des outils

Il existe plusieurs types d'outils comme le montre la figure 6.24, chaque outil est utilisé selon l'opération requis [42]. A titre exemple l'outil de coupe, l'outil de nettoyage, etrepêchage ...etc.

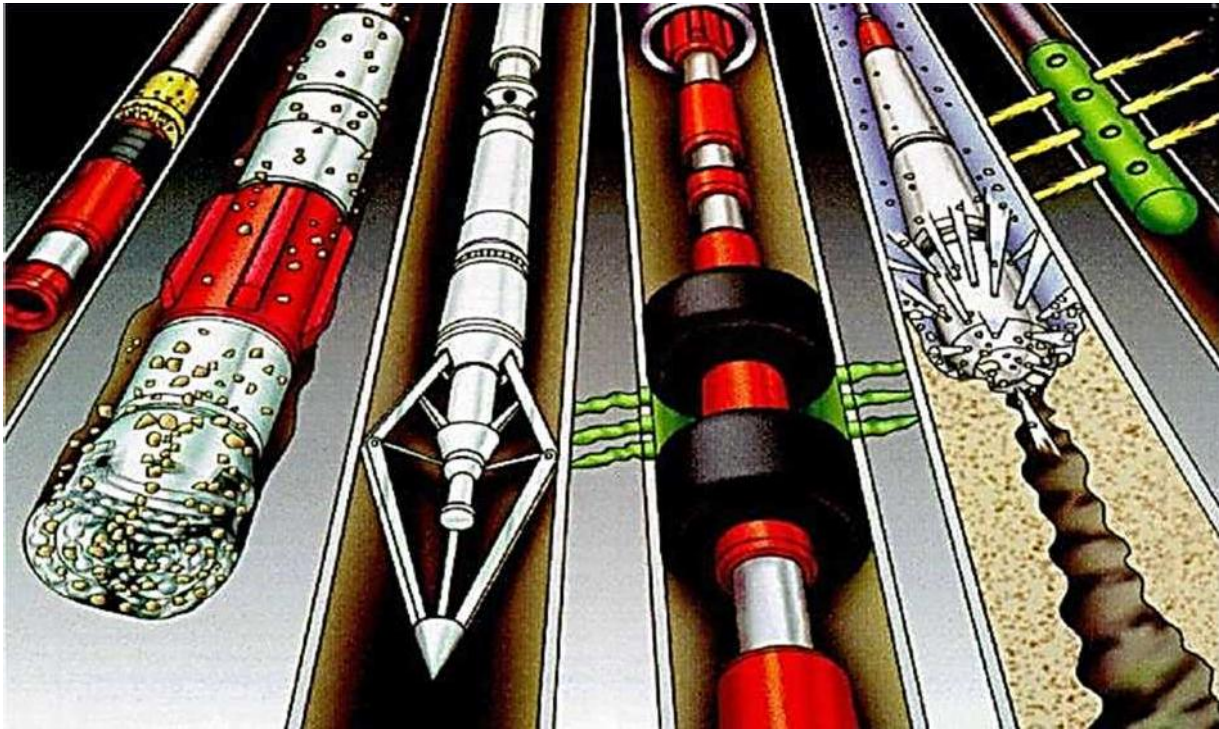


Figure 6.24 Types d'outils [42].

Bibliographie

- [1]. R. Cossé, "Techniques d'exploitation pétrolière Volume 1 : Le Gisement", Publications de l'Institut français du pétrole, ISSN 0768-147X, TECHNIP 1988,1- 329.
- [2]. « Piège, définition », Larousse, 2019.
- [3]. J. P. Riva, " Accumulation in reservoir beds ", Encyclopædia Britannica, 10 décembre 2015.
- [4]. B. Zinszner, F.M. Pellerin, "A Geoscientist's Guide to Petrophysics", *IFP Publications Institut français du pétrole publications*, Editions TECHNIP, 2007, 1- 384.
- [5]. «Puits, Définitions », Larousse, 2018.
- [6]. L. B. Magoon, W. G. Dow, "The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction", *Oil-Methodology and Concepts*, 3-24, 1994.
- [7]. J. L. J. Morejon, "Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche", Thèse de doctorat. Université de Bordeaux, 2017.
- [8]. S. Thomas, "Enhanced Oil Recovery: An Overview. *Oil & Gas*", *Science and Technology - Rev.IFP* 2008; **63**: 9-19.
- [9]. R. Terry, "Enhanced oil recovery". In: Robert A Meyers, ed. *Encyclopedia of Physical Science and Technology*. Academic Press, 2000; 503-18.
- [10]. X. BOY, "Manuel d'endommagement des réservoirs". Edition Technip .1983.
- [11]. Document SONATRACH. "Nature of formation damage" .2005.
- [12]. F. Civan, "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation", university of Oklahoma, Gulf Publishing Company, 760 p, 2000.
- [13]. C. William, Lyons, J. Gary, Plisga, D. Michael, Lorenz, "Chapter 5 - Reservoir Engineering", *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Third Edition)*, Gulf Professional Publishing, 5-1-5-291, 2016.
- [14]. A. Loulachi, "Etude des performances dans un système mixte tensioactif- polymère dans lesfluides de forage", Aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir, mémoire de magister, université de Boumerdes, 6-19, 2009.
- [15]. M. Hél. Fauré, "MIGRATION DE PARTICULES ET DE SOLUTES EN MILIEU POREUX", Modélisation du transport simultané de particules argileuses et de radionucléides sous l'effet d'un gradient de salinité. Thèse de doctorat, 1-185, 1994.
- [16]. O. O. Oluwagbenga, J.O. Oseh, I. A. Oguamah, O. S. Ogungbemi, A. A. Adeyi. "Evaluation of Formation Damage and Assessment of Well Productivity of Oredo Field,

- Edo State, Nigeria", American Journal of Engineering Research (AJER), 4(3), 01-10, 2015.
- [17]. D. H. Gray, and R. W. Rex, "Evaluation of Formation Damage in Sandstones caused by Clay Dispersion and Mitigation", Journal of Clay Mineral Society, 4, 56-61, 2005.
- [18]. X. BOY, "Manuel d'endommagement des réservoirs". Edition Technip .1983.
- [19]. F. Civan, "CHAPTER 15 - LABORATORY EVALUATION OF FORMATION DAMAGE", Reservoir Formation Damage (Second Edition), 559-644, 2007.
- [20]. J. O. Amaefule, D. G. Kersey, D. K. Norman, P. M Shannon, "Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies", Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, 23-32, 1988.
- [21]. G. Bourdarot, "Essais de puits : méthodes d'interprétation", Institut français du pétrole publications. École nationale supérieure du pétrole et des moteurs, ISSN 0768-147X Publications de l'Institut français du pétrole, ISSN 0768-147X, 1- 350, 1996.
- [22]. D.Perrin 2000, "Les essais de puits : objectif, Matérielle et déroulement général", ENSPM 2000
- [23]. Documents de sonatrach, 2010.
- [24]. Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Sous-Commission Production, " Manuel d'acidification des réservoirs", Publications de la Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1- 116, 1983.
- [25]. W. Renpu, "Chapter 7 - Well Completion Formation Damage Evaluation", Advanced Well Completion Engineering (Third Edition), 364-416, 2011.
- [26]. L. G. Jones, and J. W. Watts, "Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damaged Well", Journal of Petroleum Technology, 23(2): 249-252, 1971.
- [27]. Y. Géraud, "Perméabilité des roches et loi de Darcy", ENS de Lyon, 2000.
- [28]. E. Deleporte, "Ecoulements dans les milieux poreux – Loi de Darcy Proposition d'expérience " ENS Cachan, 2003.
- [29]. T. Darling, "CHAPTER 11 - RESERVOIR ENGINEERING ISSUES", Well Logging and Formation Evaluation, 155-170, 2005.
- [30]. Yousef Rajoub, "Etude expérimentale et modélisation de l'endommagement aux abords des puits lors de la production de bruts asphalténiques", Thèse de doctorat, Strasbourg 2003.

- [31]. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, "Reservoir Stimulation" Third edition. Schlumberger Technology Corporation. 2000.
- [32]. "Matrix trématent document "chimie d'acidification" Sonatrach .2001.
- [33]. "Programmes d'acidification des puits et Rapports journaliers des opérations", SH/DP/EP/ Service techniques puits, HBK .2010.
- [34]. Y. Chandra, "Subsea well intervention technology", OT5301 mechanical engineering oil & gas technology, National university of Singapore, February 2010.
- [35]. H. Crumpton, "Well Control for Completions and Interventions, Chapter Nine - Wireline Operations", Well Control for Completions and Interventions, 393-481, 2018.
- [36]. D. Perrin, "Technique d'exploitation pétrolière la production fond", Edition technique, 267-318,1995.
- [37]. "Drilling & Production Engineering (Well intervention)", institut Algerian de pétrole, 1-66, 2016.
- [38]. Robert F. Mitchell, "Petroleum Engineering Handbook Drilling Engineering" (Coiled-Tubing Well Intervention and Drilling Operations Alex Sas-Jaworsky, II, SAS Industries Inc., Curtis Blount, Conoco-Phillips, and Steve M. Tipton, U. of Tulsa), Edition technique 25-70, 2006.
- [39]. M. LABSI and R. MESSAS, "Coiled Tubing Drilling Première expérience du re-entry au coiled tubing á Hassi Messaoud", 1ères JOURNEES NATIONALES SUR LE FORAGE ET LA MAINTENANCE PUIITS,1-10, 2003.
- [40]. Schlumberger, "Well Intervention Catalog" Volumes 1, 2, & 3, 2015.
- [41]. J.B. Liu, C.S. He, Q.B. Yue, "The mechanical analysis of the coiled tubing", Applied Mechanics and Materials, 385-386, 2013.
- [42]. A. Abidi Saad, "cours : Operations d'intervention sur puits - COILED TUBING", 2020.