

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelable et des
Sciences de la terre et l'univers

Département de forage et mécanique de chantier



Mémoire de
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbure

Filière : Hydrocarbure

Spécialité : Forage pétrolier

Présenté par : Benkhira Ramz eddine
Benbarech Borhan eddine
Fellag Chebra M. Oussama

Thème

LA COMPLÉTION AVANCÉE
PUITS HORIZONTAUX

Soutenu publiquement

Le : 14/06/2021

Devant le jury :

M. BOUCHMA Kamel	Président	UKM Ouargla
M. GHARBI A.Erazzak	Encadreur	UKM Ouargla
M. ZIARI Saber	Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2020 / 2021

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, que nous avons dédié ce travail à nos très chers, respectueux et magnifiques parents qui nous ont soutenu tout au long de notre vie et pour leur amour, leurs soutiens et leurs encouragements.

Ainsi à nos sœurs et frère et en particulier à nos amis

A tous ceux qui nous ont encouragés ou aidés tout au long de nos études

REMERCEMENTS

Tout d'abord nous exprimons notre profonde gratitude à notre dieu le tout puissant qui nous a éclairés dans le chemin du savoir.

Nous remercions aussi nos parents qui ont toujours été là pour nous, et qui nous ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance.

Nous témoignons notre profonde reconnaissance à notre enseignant et encadreur Mr. Gharbi abderazak pour son aide, sa disponibilité, son sérieux ainsi que ses encouragements.

Nous remercions chaleureusement tous les enseignants du département des hydrocarbures et en particulier Mr. ATLLI et sans oublier l'ensemble de nos enseignants pour leurs efforts mais aussi pour leurs aides.

Sans oublier de remercier toutes les personnes qui nous ont aidés, pour réaliser ce travail de près ou de loin, ainsi que tous nos amis.

المخلص

يعد استكمال البئر خطوة هامة في عملية حفر أبار النفط والغاز ولهذا يسعى مهندسو الشركات البترولية الكبرى إلى تطوير تكنولوجيا الإكمال من اجل بلوغ إنتاجية مثالية وذلك باستعمال معدات متطورة وتطبيق أحدث التقنيات في هذا المجال وبهذا الصدد خصصنا بحثنا لدراسة مرحلة إكمال البئر وركزنا فيه على البئر الأفقي وتطرقنا لأهم المشاكل التي صادفت عمليات الحفر في بعض الآبار وعليه اقترحنا اعتماد الآبار الأفقية لزيادة الإنتاج التي أحدثت ثورة في مجال الحفر البترولي.

الكلمات الدالة : أبار النفط , الإكمال , إنتاجية , معدات , بئر أفقي , المشاكل .

Résumé

La complétion du puits est une étape importante dans le processus de forage de puits de pétrole et de gaz, et pour cette raison, les ingénieurs des compagnies pétrolières internationales, cherchent à développer la technologie de la complétion afin d'atteindre une productivité idéale en utilisant des équipements de pointe et en appliquant les dernières technologies dans le domaine. Et à cet égard nous avons consacré nos recherches à la phase de complétion du puits et nous nous sommes concentrés sur le forage horizontal et avons discuté des problèmes les plus importants rencontrés lors des opérations de forage dans certains puits. Ainsi, nous avons suggéré l'adoption de puits horizontaux qui ont révolutionné le forage pétrolier.

Mots clés : puits de pétrole, la complétion, productivité, les équipement, puit horizontal, problèmes.

Table des matières

DÉDICACE.	A
REMERCIEMENTS.	B
الملخص.	C
Résumé.	C
Liste de figure.	G
Annexe.	I
Introduction générale	2
CHAPITRE I. Généralité sur la complétion.	
I.1. Introduction	3
I.2. Définition de la complétion	4
I.3. Classification des complétions	5
I.3.1. Classification par type d'interface couche/trou :	5
Pour un puit vertical	
Complétion en trou ouvert (open hole).....	5
Complétion en trou tubé (Cased-hole)	5
Complétion par liner non cimenté	6
Pour un puit horizontal	
Complétion en trou ouvert (open hole).....	7
Complétion en trou tubé (Cased-hole)	8
I.3.2. Classification par le mode de production	10
Production naturelle :.....	10
Production par gaslift :.....	11
Production assistée par pompe hydraulique de fond :.....	12
I.3.3. Classification par le nombre de zones à compléter :.....	13

Une seule zone productrice «complétion simple » :.....	13
Plusieurs zones productrices « complétion multiple » :.....	14

CHAPITER II. La complétion

II.1. Réussite d’une completion de puits.	16
Grand principes.	16
Règles opérationnel.	16
II.2. Les fluides de complétion.	18
II.3. Caractéristique requise pour le fluide de complétion.	19
La densité.	19
La viscosité.	19
Filtration.....	19
Température.	19
Comptabilité.	19
II.4. Les fluids de completion disponible.	20
Faible densité.....	20
Densité supérieure à 1,00	20
Les fluides de packer.	20
Les fluides spécifiques.	20
Nouvelle technologies.	21
II.5. Les équipements de complétion.	21
Tête de puits.....	21
Tête de tubage.	22
Tête de tubage conventionnelle.....	22
Tête de tubage compacte.	23
Tête de tubing.	23
Tête de tubing avec olive de suspension.	24
Olive de suspension.	24
Tête de tubing à rams.	25
Tête de tubing pour complétion multiple.....	25
Tête de production (XmasTree).	26
Types de tête de production.....	28

Brides adaptatrices (Flange adaptors)	29
II.6. Les Equipements de fond.29
Olive de suspension (Tubing hanger).....	31
Vanne de sécurité sub-surface « Down hole safety valve DHSV ».....	31
Flow coupling (raccords anti-usure).....	32
Blast joint (tube anti-usure).....	33
Mandrin à poche latérale « Side pocket mandrel ».....	33
Vanne de circulation « Sliding side door » SSD.....	34
Sièges « Nipples ».....	35
Sabot « mule shoe ».....	36
II.7. Les Objectifs de la complétion.....	37
II.8. Importance et base de sélection de la technologie de complétion de puit horizontal	38
CHAPITER III. Analyse de la complétion dans le champ de HASSI MESSAOUD	
III.01. L'écroulement	39
III.02. Le bouchage.....	40
III.03. Colmatage du réservoir.....	41
III.04. Dépôt de sel.....	42
III.05. Percés de gaz.....	43
III.06. Venue d'eau.....	44
III.07. Mauvaise alimentation des puits.....	45
III.08. Problème spécifique à la liaison couche trou.....	..46
III.09. La longueur du drain horizontal	49
III.10. Conclusion	50
Conclusion générale	51
Références bibliographique.....	52

Liste des figures

Figure. I. 1. Complétion conventionnelle.....	4
Figure. I. 2. Complétion en trou ouvert.....	5
Figure. I. 3. Liner cimenté et perforé.....	6
Figure. I. 4. Tubage cimenté et perforé.	6
Figure. I. 5. Vrai open hole.....	8
Figure. I. 6. Complétion avec un liner partiellement cimenté.....	9
Figure. I. 7. Complétion avec liner cimenté.....	9
Figure. I. 8. Complétion avec des packers externes.....	10
Figure. I. 9. Production sans tubing.....	10
Figure. I. 10. Types Production avec tubing.....	11
Figure. I. 11. Gaz Lift.....	12
Figure. I. 12. completion simple.....	13
Figure. I. 13. completion a Plusieurs zones productrices.....	14
Figure II.1 : Tête de tubage conventionnelle.....	22
Figure II.2 : Tête de tubage compacte.....	23
Figure II.3 : Tête de tubing avec olive de suspension.....	24
Figure II.4 : Tête de tubing à mâchoires.....	25
Figure II.5 : Tête de tubing pour complétion multiple.....	26
Figure II.6 : Tête de production.....	26
Figure II.7 : Tête de production conventionnelle.....	28
Figure II.8 : Tête de production compacte.....	28
Figure II.9 : Tête de production horizontal.....	29
Figure II.10 : Equipement de fond.....	30
Figure II.11 : Olive de suspension (Tubing hanger).....	31
Figure II.12 : Flow coupling.....	32
Figure II.13 : Blast joint.....	33
Figure II.14 : Mandrin à poche latérale.....	34
Figure II.15 : Sliding side door SSD.....	35
Figure II.16 : Siege, Sieges sélectifs et Sieges « No go ».....	36

Figure II.17 : Sabot.....	36
Figure III.1 : Evolution du debit de MD39.....	39
Figure III.2 : Evolution du débit du puits OMN43.....	42
Figure III.3 : Evolution du debit du puit MD105.....	43
Figure III.4 : Evolution de la pression de gisement du puits MD24.....	44
Figure III.5 : Evolution du debit du puit MD438.....	45
Figure III.6 : Evolution du debit du puit MD443.....	49

ANNEXE.

BOP	Blow Out Prevented
DST	Drill Stem Test
PCT	Pression Control Test
DC	Drill Collar (masse tige)
GOR	Gasoil Radio
Q	Débit
PG	Pression de Gisement
LPP	Liner PréPerforé
LCP	Liner Cimenté Perforé
HESP	Société d'intervention du puits
PR	Pression de Réservoir
CCL	Câble Control Logging
DOF	Direction des Opérations Forage
CTU	Coiled Tubing
PLT	Pression Logging Tool
VADN	Vision Analyser Density Neutron Tool
HWDP	Qualité de vanne
BPV	Back-Pressure Valve
API	American Pétroleum Institue
TD	Total Deapth
MD39	Nom de puit
OMN43	Nom de puit
MD105	Nom de puit
MD24	Nom de puit
MD438	Nom de puit
MD443	Nom de puit

Introduction Générale

Aujourd'hui, les hydrocarbures sont devenu la principale source d'énergie et jouent un rôle primordial dans l'économie mondiale, cette énergie est récupérée à travers le forage des puits verticaux et horizontaux dans un champ pétrolier, le but principal du forage horizontal est d'augmenter le contact puits-réservoir et d'améliorer la production, ce type de forage a été introduit au champ de hassi-messaoud, afin d'augmenter la production par le drainage des endroits peu ou pas balayés.

En outre, la première mise en production dans ce domaine a été réalisé en utilisant de l'énergie naturelle du gisement, au fil des années, la pression de réservoir chutée et a pour effet la chute de production des puits horizontaux ce qui a nécessité d'implanter des puits injecteurs de gaz et d'eau pour le maintien de pression, cette solution crée également d'autres problèmes, tels que les percées du gaz naturel des puits adjacents et même les baisses de production encourageront les services concernés utilisant les nouvelles technologies appropriées comme la complétion.

La complétion étant une étape très importante, les puits de forage peuvent être convertis en puits de production, par conséquent, sa sélection dépend de plusieurs facteurs en fonction de la situation rencontrée, ainsi, il est illusoire de définir des complétions standardisées, mais cela doit être fait fréquemment, choisissez l'option méthode la plus économique, lors de développement d'un nouveau type de forage et de sa conversion en puits pétrolier, le sujet de la complétion de puits nous a été amené.

Dans ce cadre, notre démarche est attachée à l'étude de candidature et à l'analyse de la technique « Complétion avancée – puit horizontal » dans le champ de hassi-messaoud, cas de puit ONIZ303

CHAPITRE I

I.1. Introduction

Dans les domaines de la production de pétrole et de gaz naturel, gaz de houille ou de gaz de schiste et de forage d'eau, la réalisation d'un puits de forage est un ensemble d'opérations de complétion. Que ce soit en production, en injection ou en observation, il doit être dans le meilleur état de débogage.

L'ingénierie de complétion est un travail relativement indépendant qui relie l'ingénierie de forage et de production, combinant ingénierie, géologie et exploration. La qualité d'achèvement des puits a un effet décisif sur les avantages économiques du développement des champs pétrolifères et détermine également si la production des puits peut atteindre les objectifs attendus. Ces dernières années, de nombreux grands gisements de pétrole et de gaz au pays et à l'étranger sont progressivement entrés dans la phase de développement en profondeur et de nombreux gisements non conventionnels des réservoirs comme le gaz de schiste ont également lancé un développement à grande échelle. Dans ce contexte, l'achèvement de puits horizontaux au pays et à l'étranger a fait l'objet d'une grande attention et a connu un développement rapide. Afin de maximiser les ressources pétrolières et gazières, de nombreux outils et instruments avancés de complétion de puits horizontaux ont été développés les uns après les autres, formant une série de nouvelles technologies de complétion. Ce domaine est devenu un sujet indépendant. Une attention particulière devrait être accordée à la technologie de complétion horizontale des puits pour répondre aux besoins de production de pétrole et de gaz, protéger les réservoirs de pétrole et prolonger la durée de vie des puits de pétrole et de gaz autant que possible.

Dans nos recherches, nous traitons du principe et du but de complétion des puits de pétrole. Et la technologie de complétion de puits horizontal et l'équipement nécessaire pour cela.

I.2. Définition de la complétion.

Le mot complétion de par son origine (de l'anglais "to complete") signifie achèvement et, plus particulièrement dans le cas qui nous concerne, achèvement du puits qui vient d'être foré. La complétion est donc le maillon entre le forage proprement dit du puits et l'exploitation de celui-ci. De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et, en particulier, la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation (par couche, il faut entendre une zone constituée de roches réservoirs contenant des hydrocarbures récupérables).

La complétion d'un puits consiste en la mise en place de son équipement initial. Elle couvre l'ensemble des opérations qui permettent la mise en service du puits, que ce soit en production, en injection ou en observation. [01]

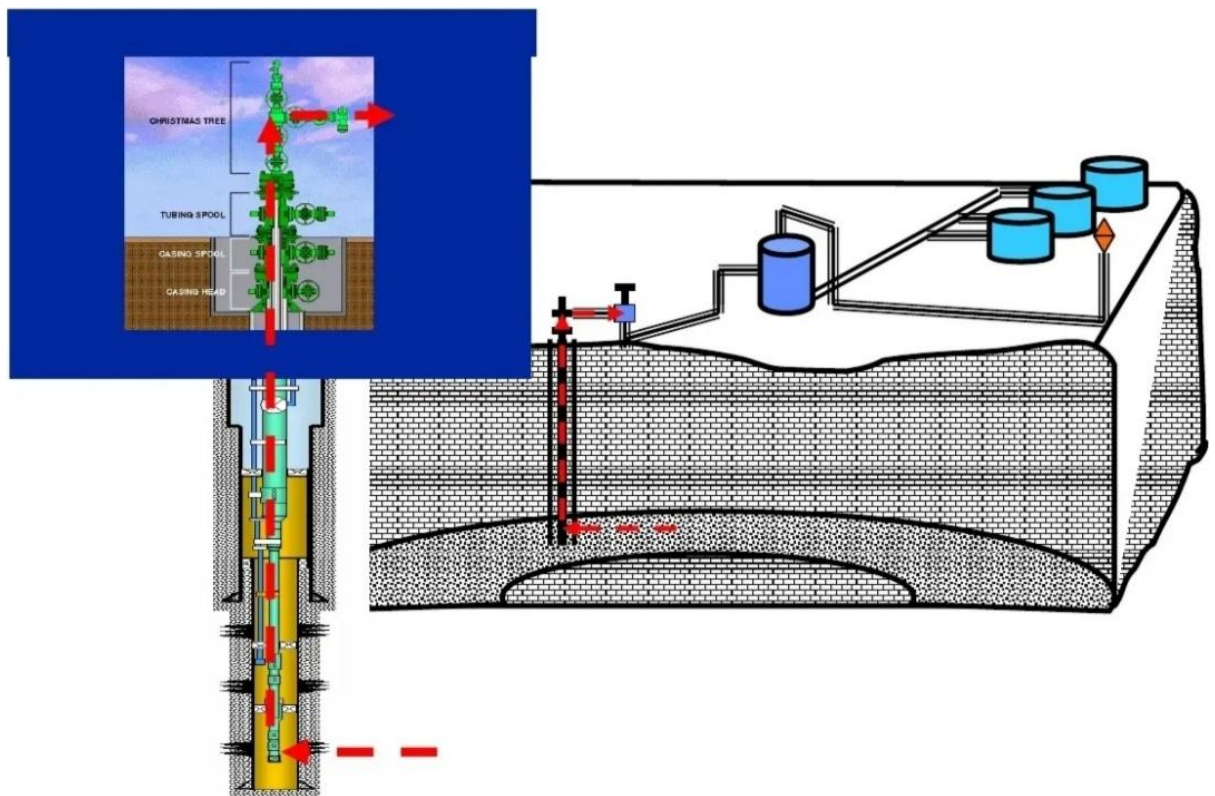


Figure I.1 : complétion conventionnel.

I.3. Classification des complétions

Les complétions peuvent être regroupées selon le mode de production, le nombre de zones à compléter ou le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits.

- Le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits (trou ouvert ou trou tubé).
- Le mode de production (production naturelle ou production assistée).
- Le nombre de zones à compléter (complétion simple ou multiple).

I.3.1. Classification par type d'interface couche/trou

Pour un puit vertical

a) Complétion en trou ouvert (Open hole)

Après cimentation du dernier tubage, le réservoir sera foré et non équipé. Ce type de complétion est utilisé dans le cas des formations consolidées où l'on désire faire produire toute l'épaisseur de la couche productrice.

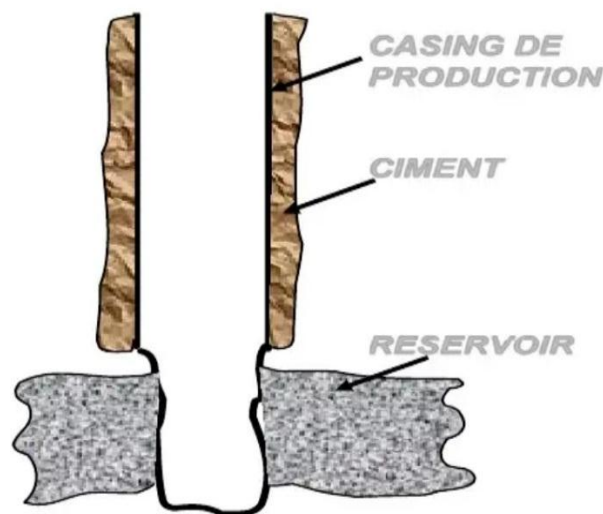


Figure I.2 : Complétion en trou ouvert.

b) Complétion en trou tubé (Cased-hole)

- Liner cimenté et perforé

Après le forage de la couche productrice, un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt.

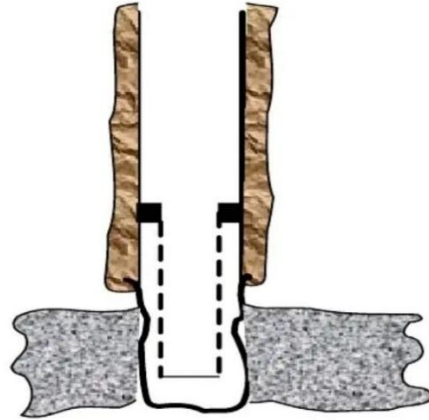


Figure I.3 : Liner cimenté et perforé.

- **Tubage cimenté et perforé**

Le réservoir est foré directement avec la phase du dernier tubage, la cimentation du tubage de production couvre la couche productrice. La perforation du tubage permet l'écoulement du fluide de formation dans le puits.

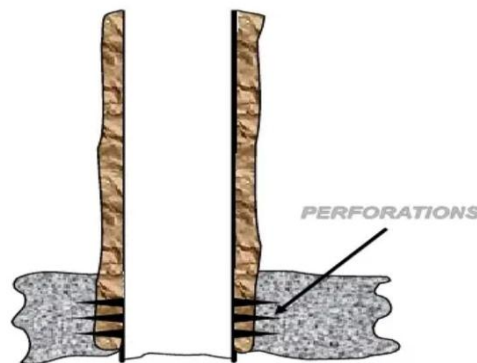


Figure I.4 : Tubage cimenté et perforé.

c) **Complétion par liner non cimenté**

Ce type de complétion est utilisé dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec le fluide de formation.

- **Liner crépine**

Le rôle principal de la crépine est de retenir les particules solides pendant la production du puits. Les diamètres des ouvertures de la crépine varient entre 0.01" et 0.04" selon le diamètre des particules solides.

- **Liner perforé (injection de résine)**

Ce type de liner est utilisé dans les réservoirs non consolidés où la résine est injectée derrière le liner pour consolider les abords du puits et arrêter la venue des particules solides.

- **Liner perforé**

Après le forage de la couche productrice, un liner perforé est descendu sur toute la longueur du découvert afin de produire les zones d'intérêt.

- **Gravillonnage des crépines**

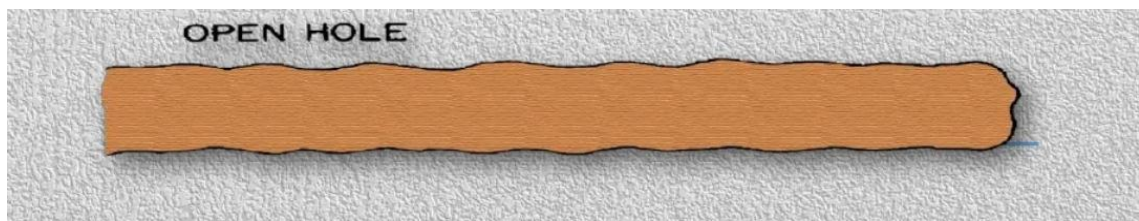
Dans ce type de complétion, le découvert doit être élargi avant la descente de la crépine et la mise en place du filtre à gravier spéciale.

Le choix du diamètre de gravier à utiliser dépend des caractéristiques de la crépine.

Pour un puit horizontal

a) En trou ouvert (open hole)

La complétion en open hole est la plus simple et la plus économique, parce que le drain horizontal reste ouvert sans les moindres outils de fond. La complétion d'un puits ouvert n'est pas chère mais elle est limitée par des formations qui doivent être fiable et compétente et surtout il est difficile pour stimuler un puits en open hole et contrôler à chaque fois l'injection ou la production le long du puits.



- **vrai Open hole**

Il est utilisé pour une formation fiable, sans l'existence de gaz ou de l'eau.

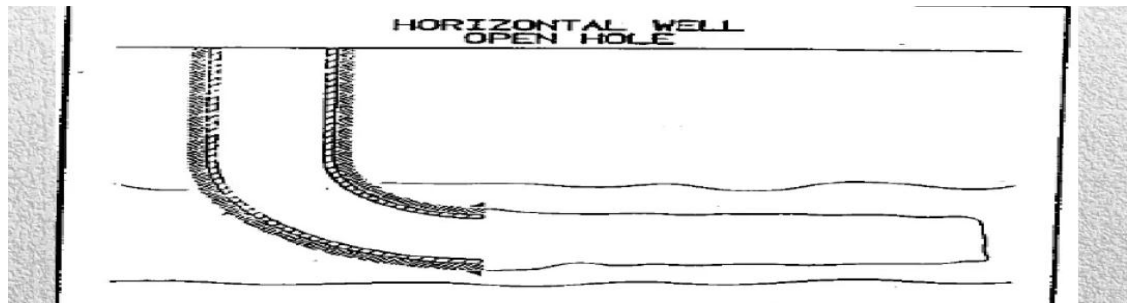
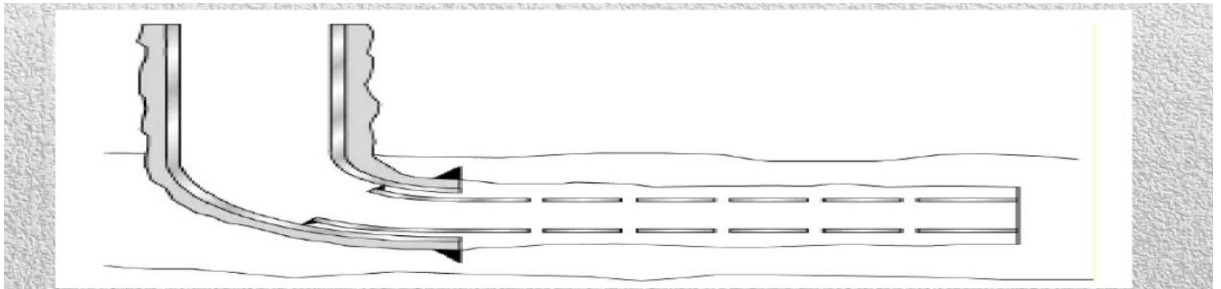


Figure I.5. Vrai Open hole

- **pseudo Open Hole**

Isoler avec un liner crépine ou pré perforé. La complétion avec liner crépine, un casing avec liner pré perforé est descendu dans la section open hole du puits. Complétion avec liner crépine ou pré perforé.



b) Cased hole

Les liners ou les tubages pré-perforé sont utiliser ou y'a peu ou y a aucune stimulation qui est requis, le premier but d'insérer 'liner pré-perforé' dans un puits horizontal c'est de maintenir le puits contre les collapses. Surtout le liner permet d'avoir un chemin pour insérer des différents outils comme le coiled tubing .Ya trois types de liner qui sont utilisé :

- **Complétions avec un liner partiellement cimenté**

Dans les puits horizontaux une section de plusieurs milliers de pieds exige la stimulation, un liner partiellement cimenté peut être une bonne application.

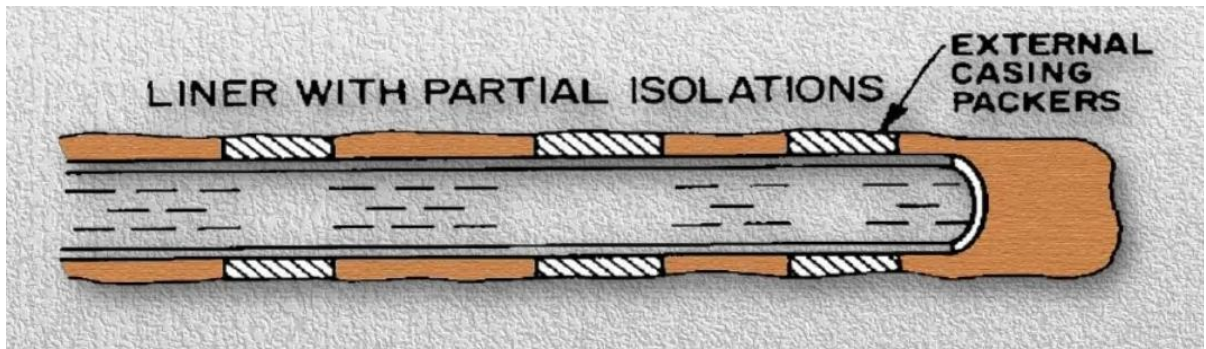


Figure I.6. Complétions avec un liner partiellement cimenté.

- **Complétions avec liner cimenté :**

C'est la complétion idéale qui offre la plus grande flexibilité pour l'isolation des meilleures zones et les options de production. Elle est recommandée pour une bonne efficacité de fracturation.

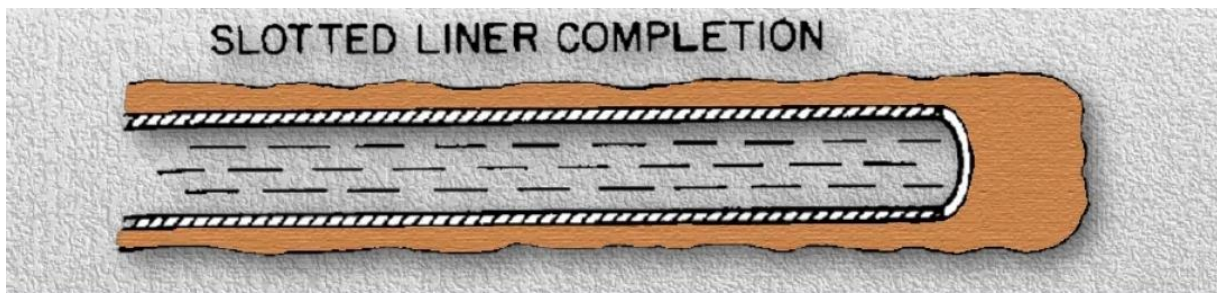


Figure I.7. Complétions avec liner cimenté.

- **Complétion avec des packers externes :**

Dans une complétion avec liner l'utilisation des packers externes permet l'isolement zonal partiel des puits long et medium radius. La longueur du liner peut être divisée en plusieurs intervalles producteurs quand sont employés. [02]

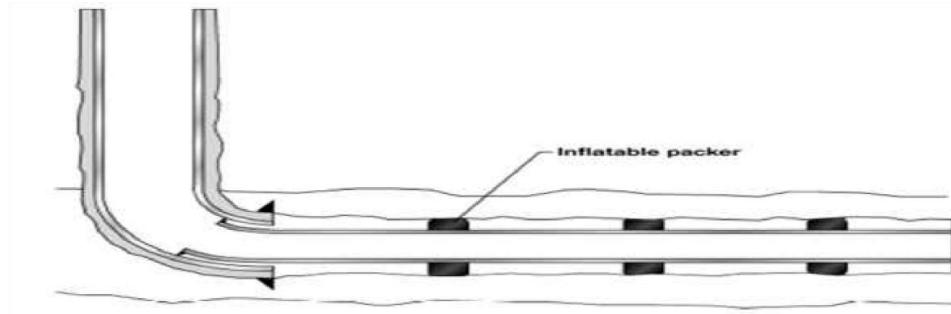


Figure I.8. Production sans tubing.

I.3.2. Classification par le mode de production

a) Production naturelle

- **Production sans tubing (tubingless)**

Dans ce type de complétion, la production des fluides de formation est assurée par le tubage de production.

La complétion sans tubing a été essayée dans certains puits à gaz mais n'a pas été généralisée car le tubage de production est constamment exposé à la pression du puits et à l'effet de corrosion.

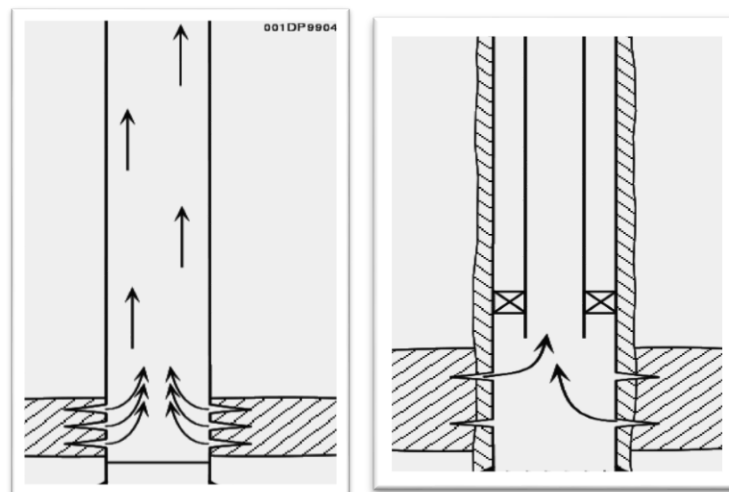


Figure I.9. Production sans tubing.

- **Production avec tubing**

Le fluide de la formation est acheminé en surface par un tubing de production. Il existe trois types de complétion avec tubing :

- Complétion temporaire (Temporary tubing).
- Complétion des puits à pressions élevées (High pressure).
- Complétion des puits à débits élevés (High rate liner).

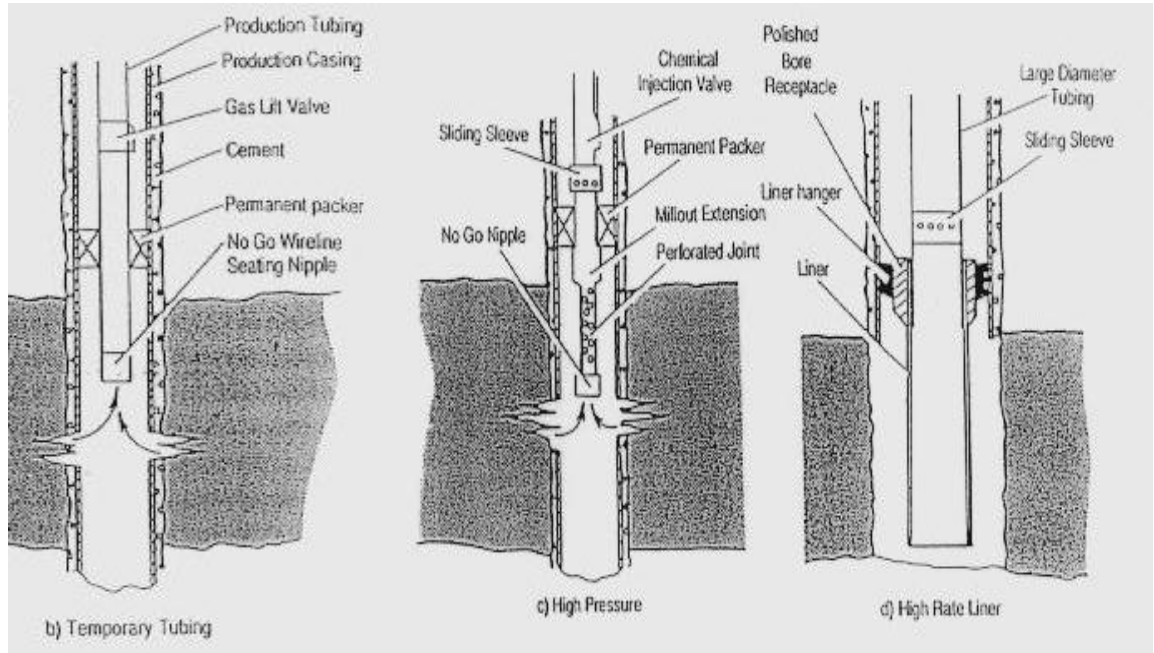


Figure I.10 : types Production avec tubing.

- **Production assistée**

Ce mode de production est utilisé dans les réservoirs à pressions anormalement basses où la pression de gisement est insuffisante pour acheminer le fluide de formation en surface.

Les modes de production assistés consistent en :

b) production par gas lift

Normalement le gaz est injecté par l'espace annulaire à travers des vannes d'injection qui seront positionnées dans des mandrins à poches latérales. Le gaz injecté allège la colonne de fluide dans le tubing et permet ainsi l'écoulement du fluide à la surface.

La production par gas lift continu est utilisée dans les puits présentant de bonnes caractéristiques petro physiques du réservoir.

La production par intermittence est utilisée dans les puits où la pression de gisement et l'indice de productivité sont faibles.

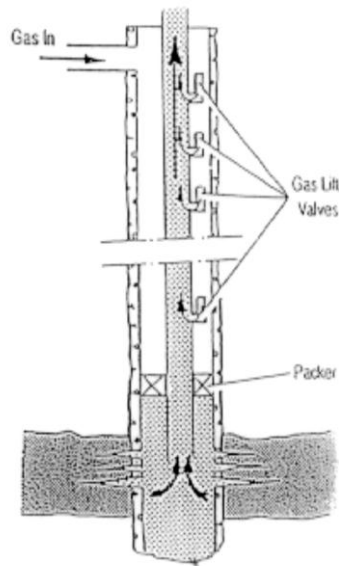


Figure I.11 : Gas Lift.

c) Production assistée par pompe hydraulique de fond

- **Pompe à piston**

Le piston de la pompe est actionné par la pression du fluide injecté (eau ou huile). Le fluide injecté ainsi que celui produit coulent ensemble vers la surface, à travers l'annulaire ou séparément via différents tubing.

- **Pompe à jet**

L'effet d'aspiration est créé par l'association d'un injecteur, d'une gorge (principe de la trompe à eau) et d'un fluide injecté à haute pression.

- **Pompe électrique de fond**

La pompe électrique de fond est fixée au bout de tubing de production, son alimentation se fait par un câble électrique depuis la surface.

- **Pompe de surface à tiges**

C'est une pompe volumétrique actionnée par des tiges depuis la surface à l'aide d'un système à balancier entraîné par un moteur électrique. [06]

I.3.3. Classification par le nombre de zones à compléter

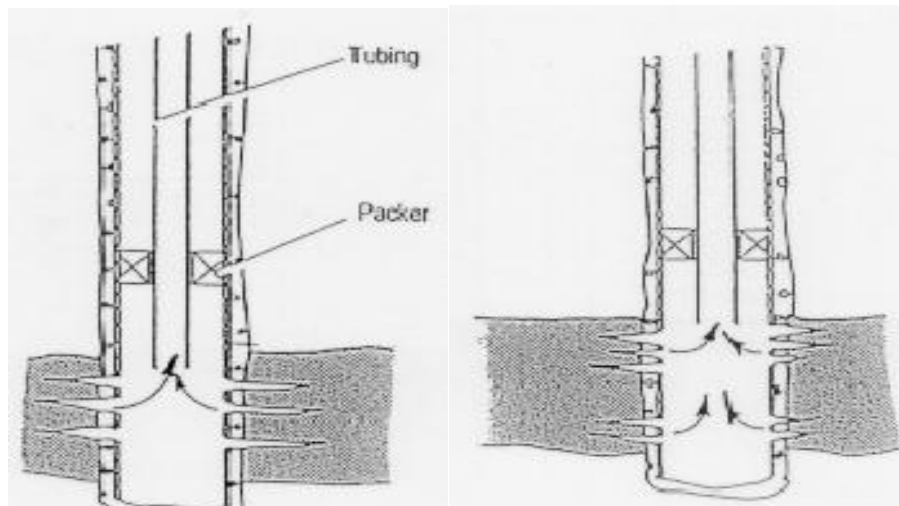
a) Une seule zone productrice «complétion simple »

- **complétion standard**

C'est une complétion simple où le tubing est ancré dans un packer de production pour faire produire un seul horizon.

- **Intervalco-mingling**

Dans ce type de complétion, le tubing est ancré dans un packer de production destiné à produire plusieurs niveaux d'une même couche à la fois.



Completion standard

Interval co-mingling

Figure I.12 : complétion simple.

b) Plusieurs zones productrices « complétion multiple »

- **Un tubing avec deux zones productrices**

Dans ce type de complétion, le packer est ancré entre deux zones productrices, le fluide de la couche inférieure est produit par le tubing et celui de la couche supérieure par l'espace annulaire.

- **Deux tubings avec deux zones productrices**

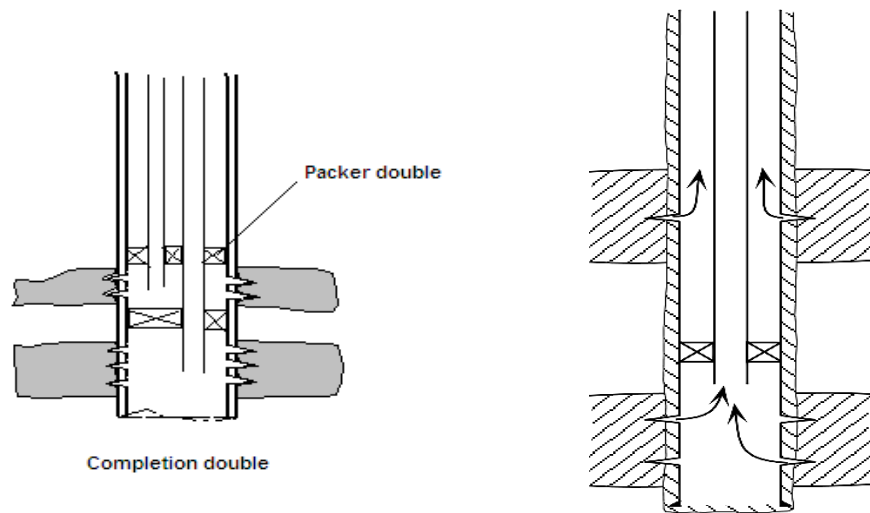
Dans ce type de complétion, les deux couches productrices sont séparées par un packer simple, la colonne de tubage est isolée de l'effluent de la couche supérieure par un packer double.

- **Trois tubings avec plusieurs zones productrices**

Dans ce cas les trois couches produisent séparément à travers trois tubings. Le tubage de production est protégé du fluide de la formation par le packer supérieur.

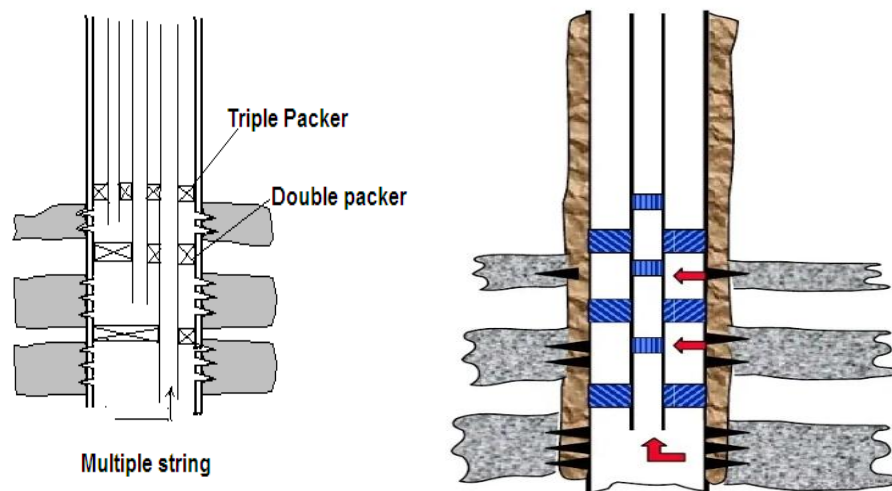
- **Tubings concentriques avec plusieurs zones productrices**

Ce type de complétion est recommandé dans le cas où la complétion multiple n'est pas en adéquation avec le diamètre du dernier tubage. La production collective de deux ou plusieurs couches se fait par le tubing concentrique. [06]



Complétion a deux tubes parallèles.

Complétion tubing-annulaire.



Complétion multiple

Tubes concentriques

Figure I.13 :completion a Plusieurs zones productrices

CHAPITRE II

II.1. Réussite d'une complétion de puit

Les étapes principales

Une complétion de puits bien faite, pour y parvenir, rien ne doit être négligé ; il est donc impératif de les rappeler et de chercher à les appliquer :

- Equiper (ou déséquiper) un puits avec la liaison couche trou non réalisée (ou avec bouchage de fond) chaque fois possible.
- Eviter de circuler de l'acide ou du sable dans une complétion définitive (préférence pour une complétion provisoire ou une intervention coiled tubing).
- La colonne de casing doit être testée.
- Une complétion doit pouvoir être conçue pour faciliter la maintenance (par exemple l'isolation de zones par le coiled tubing).
- Une complétion doit pouvoir être remontée ultérieurement (work over) dans des conditions satisfaisantes de sécurité et de réussite.
- Le dialogue établi avant l'opération entre l'exécutant (superviseur) et le responsable du programme (technique puits) s'avère toujours profitable.

Règles operational :

- Les équipements doivent être réceptionnés, préparés et testés à l'avance et de préférence à l'atelier. Il s'agit principalement : des équipements de fond, des tubulaires, des équipements de wireline et de tête de puits.
- L'expédition des équipements de complétion doit se faire en utilisant des paniers ou des containers.
- Sur le chantier, un jeu d'équipements de rechange et des tubings/manchons de secours doit être prévu.
- Le casing de production doit être scrapé et s'il y a eu fraisage de ferraille, une passe d'aimant est souhaitable.
- La qualité de la cimentation au niveau du réservoir, dans l'entrefer entre casing de production et liner ou au sabot du casing doit être bonne (évaluation par outil approprié : CBL, + VDL et/ou CET....).
- Contrôle de la tête de liner, pour mise en évidence d'un débit de fuite.
- Passe de Junk catcher systématiquement avant descente au câble d'un équipement plein trou (packer, bridge Plug,...) ; On veillera à avoir OD catcher > OD équipement.

- Boue spécifique conçue pour ne pas endommager le moins possible le réservoir
- Epreuve des obturateurs.
- Epreuve des casings avec protection de la gaine de ciment.
- Contrôle de la normalité de pression dans les espaces annulaires.
- Contrôle de sensibilité de l'indicateur de poids (Martin-Decker).
- Contrôle de la position du moufle dans l'axe du trou.
- Contrôle de l'effacement du BOP annulaire (et après chaque manœuvre ultérieure) afin d'assurer le passage d'outil plein trou (packer, olive, etc...).
- Le fluide d'EA est préférentiellement d'eau douce inhiber. En outre, le liquide de complétion n'occasionnera pas de sédimentation dans le puits 'nettoyage du circuit de surface avant phase de complétion (bassins), jetting du bloc BOP.
- Ne pas favoriser le piégeage de sédiment sur un équipement de fond (exemple calamine ou circulation par le dessus d'un bouchon de fond).
- Contrôle de la position et de l'état des protecteurs de tubage à chaque manœuvre, y compris sur la tige carrée.
- Toute opération de wireline dans le puits non ou mal dégorgé doit être envisagée avec circonspection.
- Tout repêchage de bouchon doit s'effectuer en équilibre de pression.
- Utiliser un test tool et non un bouchon ancré pour une épreuve hydraulique ou ancrage de packer hydraulique.
- Ne pas graisser avec excès les connexions de tubing.
- Faire des contrôles d'inspection de drift et des sièges durant la descente.
- Ne pas blesser le tubing avec les mâchoires de clés mal adaptées ; un « backup tong » est requise.
- Mettre en place un essuie-tige pour éviter la chute d'objet non identifié dans le puits.
- Contrôler l'ouverture complète des opercules de vannes maîtresses.
- Vérifiés que le nombre de tours est celui prévu par le constructeur.
- Avoir sur le chantier la fiche technique de tout équipement de complétion descendu, y compris la procédure de pose et d'épreuve de l'olive.
- Ne pas réutilisé un joint tore ayant servi.
- Vérifier la verticalité du couple de vissage (bras de levier versus la valeur sur le tensiomètre).

- La laisser agir le temps et la température dans toute opération d'ancrage et de désencrage (par exemple ancrage du packer).
- En phase de dégorgement et de stimulation, installer vanne + manomètre sur les "test-ports" et vent-ports" de la tête de puits pour diagnostiquer toute défaillance des étanchéités internes de la tête de puits.

Pour un déménagement d'appareil mettre en place 3 dispositifs de sécurité :

- Pose plugwire line (**à éviter pour les puits à huile**), prendre **les dispositions afin d'éviter le dépôt des solides"**.
- Pose BPV ; o Fermeture de la deuxième vanne maîtresse.

La colonne de tubing doit y être utilisée avec les précautions suivantes :

- Avant descente : triage, déblocage du protecteur, calibrage.
 - A la descente ; graissage dosé, guidage à l'emmanchement, blocage au couple (enregistrement éventuel), test intérieur éventuel (à l'hélium) ou à défaut test hydraulique extérieur de la connexion.
 - En fin de complétion : test intérieur et extérieur et calibrage de l'ensemble.
- [02][03]

II.2. Les fluides de complétion

On appelle fluide de complétion, les fluides spécifique conçu pour ne pas endommager le moins possible le réservoir.

Le choix du fluide à utiliser est un des nombreux paramètres dont dépend le résultat d'une complétion. Ce fluide souvent considéré comme accessoire a pu conduire dans certains cas, sous couvert de gain de temps et d'argent, à des pertes de production importantes consécutives à un colmatage de la formation.

La mise en exploitation de gisements aux caractéristiques plus médiocres que par le passé et dans des conditions plus difficiles fait de plus en plus prendre conscience du problème du fluide de complétion.

On doit mettre en place un fluide de complétion Avant d'entrer dans la zone productrice, quel que soit le type de complétion que l'on soit amené à faire, en puits de développement ou d'appréciation. [05]

II.3. Caractéristique requise pour le fluide de complétion

On utilise les fluide de complétion pour assure la sécurité de puit, éviter d'endommager le réservoir, assurer le nettoyage du puits, Ils doivent répondre aux impératifs suivants :

a) **La densité :**

- Elle doit assurer la stabilité du puits en exerçant une contre-pression au niveau des réservoirs.
- Une pression différentielle de 10 kg/cm^2 entre pression hydrostatique et pression de couche est la valeur adaptée pour minimiser l'envahissement et assurer la sécurité.
- Toute fois dans certains cas particuliers, la valeur retenue peut être nettement plus faible voir proche de zéro.

b) **La viscosité :**

- Permettre un bon nettoyage du trou.
- Maintenir en suspension les solides (déblais ou alourdissant).
- Freiner les venues de gaz.

c) **Filtration :**

- Eviter Les migrations de fines dans les pores de la formation en utilisant des réducteurs de filtrat temporaires, la granulométrie adaptée au diamètre des pores du réservoir.
- Dans certains cas (formation sensibles en particulier) il est important de limiter aussi le plus possible du volume de filtrat pénétrant dans la formation.

d) **Température :**

Avoir une bonne stabilité dans le temps. C'est-à-dire pouvoir résister aux températures du gisement.

e) **Comptabilité :**

- Eviter toute action physico-chimique du filtrat vis à vis du réservoir, en adaptant sa composition à l'eau du réservoir et aux éléments sensibles du terrain (Argiles en particulier).
- Avoir un prix de revient le plus faible possible.
- Etre de préparation assez aisée. Les appareils de servicing sont souvent mal équipés.

II.4. Les fluides de complétion disponibles

a) Faible densité

Ce sont des fluides utilisables pour des gisements à gradient de pression sous hydrostatique. Ils comprennent :

- La mousse.
- Les fluides à base microsphère de verre.
- Les fluides à base d'huile.

b) Densité supérieure à 1,00 :

- Sans solides.
- Avec faible teneur en solides.
- Avec teneur en solides élevée.
- Mise en œuvre.

L'utilisation d'un fluide de complétion propre et bien adapté à la formation, permettra d'obtenir une productivité optimale des puits, et évitera des opérations de dé-colmatage coûteuses et hasardeuses du point de vue des résultats.

c) Les fluides de packer :

Ces fluides se placent au-dessus du packer de production dans l'espace annulaire casing-tubing. Leur fonction est :

- Réduire la pression différentielle au-dessus du packer pour lui permettre d'assurer une étanchéité permanente.
- Assurer un support interne contre toute collapse éventuelle du casing de production et un support externe contre l'éclatement du tubing.
- Aider à contrôler le puits à la suite d'une fuite, lorsqu'on désancrer le packer.
- Séjourner longtemps dans le puits (jusqu'à plusieurs années) sans provoquer de sédimentation, sans être corrosif et en gardant une bonne pompabilité. [05]

d) Les fluides spécifiques :

- Les nouvelles techniques de forage notamment horizontal ou fortement dévié ont amené des problèmes spécifiques :
- Forage de la zone productrice plus long.

- Complétion dans des trous non tubés.
- Difficultés de nettoyage du puits lors de la mise en production.
- L'hydraulique appliquée à un puits horizontal est différente.

Des fluides ont été développés pour répondre à ces nouvelles contraintes :

- Minimiser l'envahissement de la formation.
- Amener une lubrification et une inhibition plus importante.
- Avoir un cake qui permette des pressions importantes.
- Etre facilement éliminé lors de la mise en production.

e) Nouvelle technologies :

Les progrès récents ont portés sur deux axes :

- Recherche de nouvelles saumures adaptées aux normes écologiques.
- Recherche de fluides spécifiques pour forer la zone productrice. [10]

II.5. Les équipements de complétion.

La complétion est l'ensemble des équipements qui permettent d'acheminer le fluide de formation (huile ou gaz) en toute sécurité depuis le réservoir jusqu'en surface.

a) Tête de puit.

La tête de puits se compose de trois parties principales :

- La tête de tubage (casing head, casing spool) dans laquelle sont suspendus les tubages.
- La tête de tubing (tubing head) qui sert à supporter le poids et suspendre le tubing de production.
- La tête de production (X mas tree) qui sert à diriger l'effluent de production ou d'injection et permet aussi le contrôle des pressions en tête de puits.

La tête de puits est utilisée comme moyen pour :

- Supporter le poids de toutes les colonnes de tubage et tubing de production
- Assurer l'étanchéité des suspensions des colonnes de tubages.
- Supporter la tête de production (X mas tree).
- Isoler les espaces annulaires de l'intérieur tubing.

- Fournir un accès pour le contrôle des pressions dans l'espace annulaire et l'intérieur de tubing.

b) Tête de tubage

Dans la pratique on trouve deux types classiques de têtes de tubage qui assurent la même fonction :

- Tête de tubage conventionnelle. (Conventional wellhead).
- Tête de tubage compact (compact wellhead).

c) Tête de tubage conventionnelle

Dans ce type de tête tubage, chaque tubage est suspendu au moyen d'un casing hanger logé dans le casing spool. La connexion inférieure de la tête de tubage est vissée et posée sur un épaulement ou soudée sur le premier tubage de surface. Elle permet la pose avec étanchéité du tubage suivant.

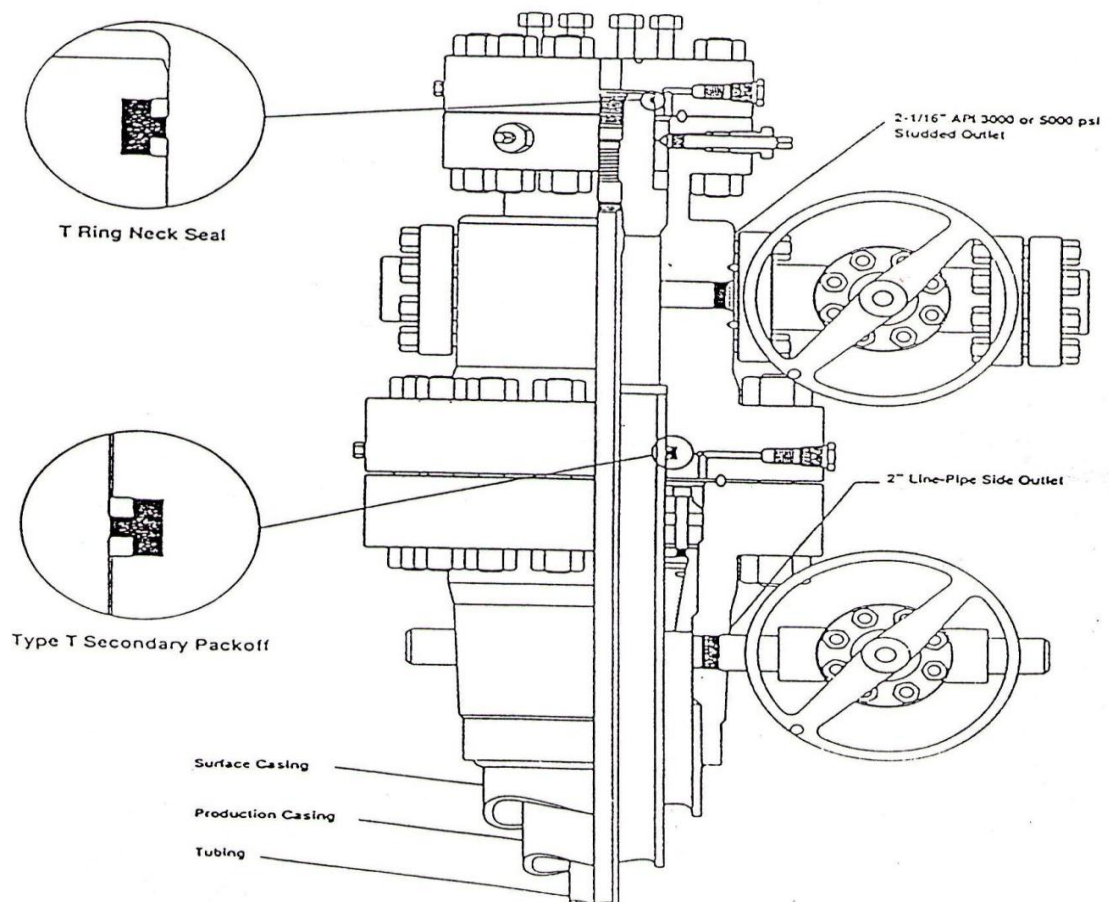


Figure II.1 : Tête de tubage conventionnelle.

Il peut y avoir plusieurs têtes de tubage intermédiaires où chaque casing spool est équipé d'un accès annulaire pour le contrôle des pressions.

Les têtes de tubage sont connectées ensemble soit par des brides boulonnées, soit par des colliers de serrage (clamps).

Pour les têtes de tubage conventionnelles, les BOPs doivent être démontés et réinstallés à la fin de chaque opération de descente et cimentation de tubage, ainsi la tête de puits sera construite au fur et à mesure de la réalisation des phases de forage.

d) Tête de tubage compacte :

Dans les têtes de tubage compactes, chaque tubage est suspendu à l'aide d'un casing hanger dans le même casing spool.

L'avantage majeur de ce type de tête de tubage est l'élimination du temps de montage et de démontage des BOPs à la fin de chaque opération de cimentation de tubage. Par contre ça nécessite plus de rigueur dans la préparation et le calcul d'ajustage.

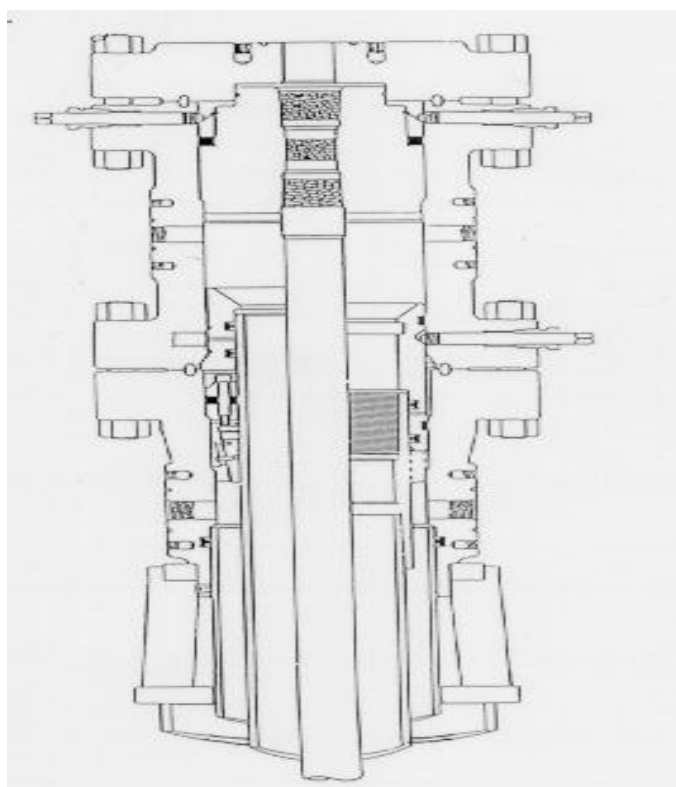


Figure II.2 : Tête de tubage compacte.

e) Tête de tubing :

Le rôle de la tête de tubing est presque identique à celui de la tête de tubage, elle assure l'étanchéité en tête de tubage précédent et supporte la colonne de tubing.

Les sorties latérales sont équipées de vannes qui permettent le contrôle de l'annulaire et quelquefois servent aux opérations de production ou d'injection.

La tête de tubing est équipée de pointeaux de blocage, qui servent surtout à maintenir en place l'olive de suspension et quelquefois pour énergiser le mécanisme d'étanchéité.

La partie inférieure de la tête de tubing est équipée de garnitures afin d'assurer une étanchéité parfaite sur le tubage.

Les sorties latérales des têtes de tubing sont filetées, goujonnées ou bridées pour la mise en place des bouchons ou des vannes de contrôle de l'espace annulaire.

Il existe trois types de tête de tubing :

f) Tête de tubing avec olive desuspension

Dans ce type de complétion la tête de tubing est installée sur la tête de tubage.

La tête de tubing est un bloc solide en acier, bridée sur les deux côtés. Le profil intérieur de la partie supérieure peut être conique ou cylindrique, reçoit l'olive de suspension de tubing.

g) Olive desuspension

Il existe deux types d'olive de suspension. La première est utilisée quand le packer nécessite un déplacement vertical pour son ancrage et elle n'est pas filetée, La deuxième est utilisée quand le packer ne nécessite pas de mouvement pour son ancrage.

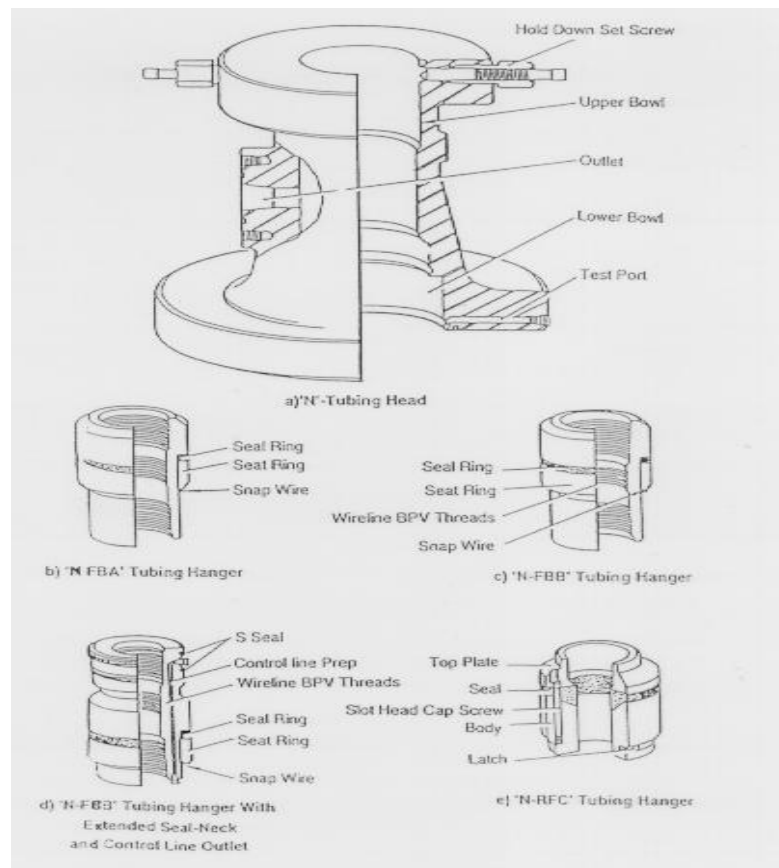


Figure II.3 : Tête de tubing avec olive de suspension.

h) Tête de tubing à rams

Ce type de tête de tubing trouve son application dans les complétions où il est nécessaire de mettre une certaine tension sur le tubing de production. La tête de tubing est équipée de deux mâchoires qui font étanchéité autour du hanger nipple et assurent la suspension de tubing de production.

Le hanger nipple est équipé d'un filetage gauche pour recevoir un clapet anti retour ou un siège pour l'ancrage d'un bouchon wireline. [08]

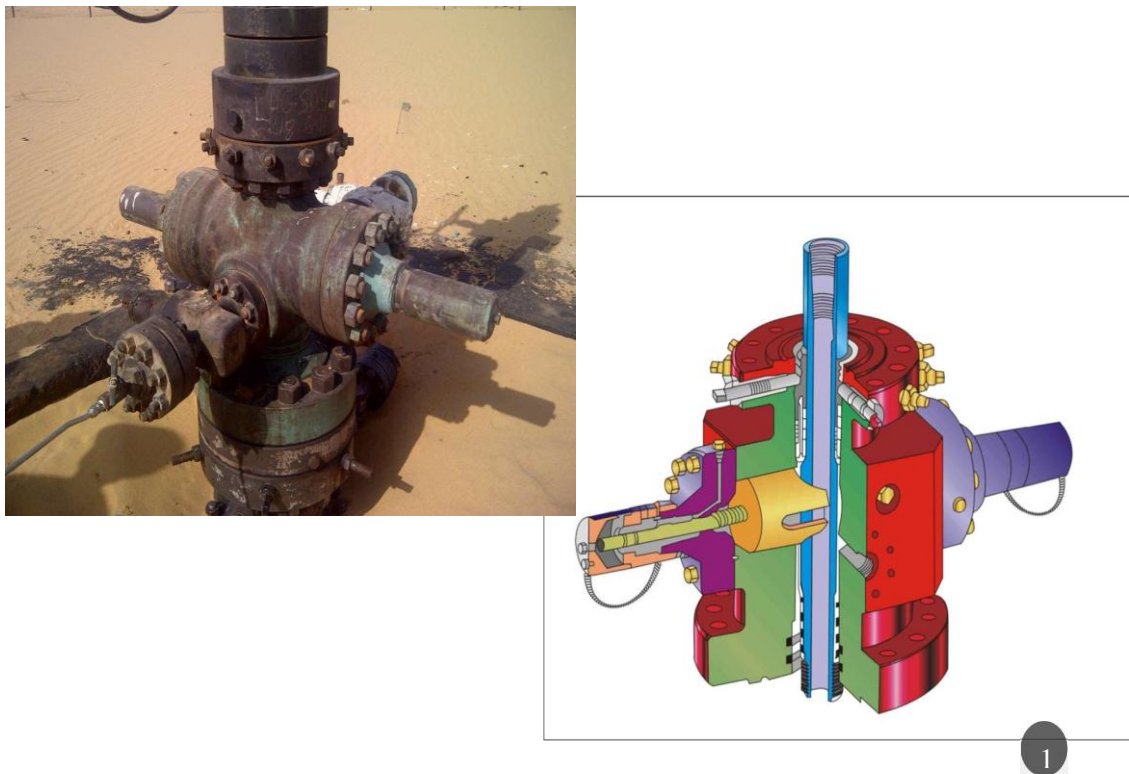


Figure II.4 : Tête de tubing à mâchoires.

i) Tête de tubing pour complétion multiple

Ce type de tête de tubing est utilisé dans les complétions où l'on désire produire plusieurs zones simultanément.

Pour les complétions multiples, la tête de tubing doit être équipée de rampes ou d'ergots pour permettre l'alignement de l'olive de suspension.

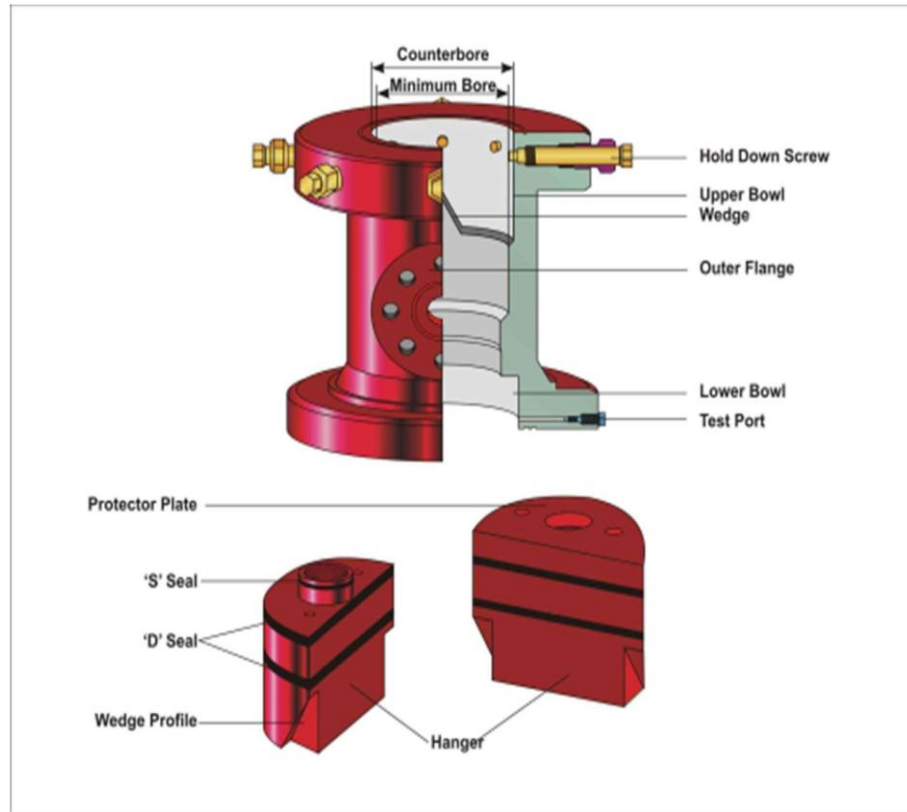


Figure II.5 : Tête de tubing pour complétion multiple.

j) Tête de production (XmasTree)

La tête de production est un assemblage de vannes et d'équipements annexes montée en un seul bloc. Elle est utilisée principalement pour contrôler l'écoulement du fluide dans le tubing de production et permettre l'accès pour les opérations de pompage et d'intervention en toute sécurité.

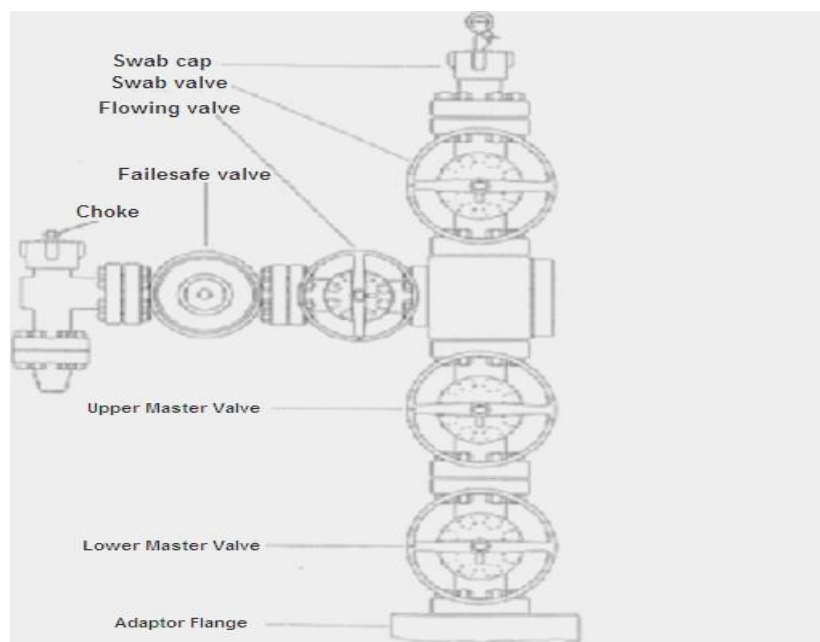


Figure II.6 .Tete de production

La tête de production est installée sur la tête de tubing et se compose des éléments suivants :

- **Vanne maîtresse inférieure (lower master valve)**

C'est une vanne à commande manuelle qui est rarement utilisée en cours des opérations d'intervention sur le puits. Elle est utilisée comme vanne de secours pour la vanne maîtresse supérieure.

- **Vannes maîtresse supérieure (upper master valve)**

C'est la vanne primaire à utiliser en cas de fermeture du puits. Normalement c'est une vanne automatique, qui se ferme quand la pression en avale devient supérieure ou inférieure à la pression de tarage. Elle peut être à commande hydraulique ou pneumatique.

La vanne maîtresse supérieure peut faire partie du dispositif de sécurité du puits, elle se ferme automatiquement en cas de déclenchement du dispositif d'alarme. C'est une barrière primaire pour le contrôle en absence d'outils dans le puits.

Dans le cas où le puits est équipé d'un concentrique, une tête de tubing muni de rams devrait être utilisée pour fermer sur le concentrique et servira comme barrière primaire.

- **Vanne de curage (swabvalve)**

C'est une vanne manuelle située au sommet de la tête de production, elle permet après sa fermeture et purge de la pression piégée au-dessus, le montage et le démontage des équipements d'intervention en toute sécurité. Avant d'ouvrir la vanne de curage, il est nécessaire d'égaliser les pressions de part et d'autre de la vanne.

- **Vanne latérale intérieure (flow wingvalve)**

C'est une vanne manuelle située à la sortie latérale reliant la croix de circulation à la ligne de production. Elle permet d'isoler le puits de la ligne de production et éviter un éventuel retour du fluide dans le puits.

- **Vanne latérale extérieure (failsafevalve)**

Normalement c'est une vanne à commande automatique, elle est située entre la vanne latérale intérieure et le porte duse. Cette vanne se ferme automatiquement dès qu'il y a variation significative de pression en surface (chute ou augmentation de pression).

- **Vanne latérale intérieure de pompage (killwingvalve)**

C'est une vanne manuelle qui n'est pas toujours installée sur la tête de production, située à la sortie latérale de la croix de circulation du côté opposé à la ligne de production. Elle permet la connexion de l'unité de pompage à la tête de puits.

Types de tête de production

- **Tête de production conventionnelle (Conventional XmasTree)**

La tête de production conventionnelle se compose des éléments standards qui sont connectés entre eux au moyen de brides à goujons ou de colliers de serrage (clamps). Elle permet de dévier le fluide de formation vers la ligne de production et l'accès à l'intérieur du tubing.

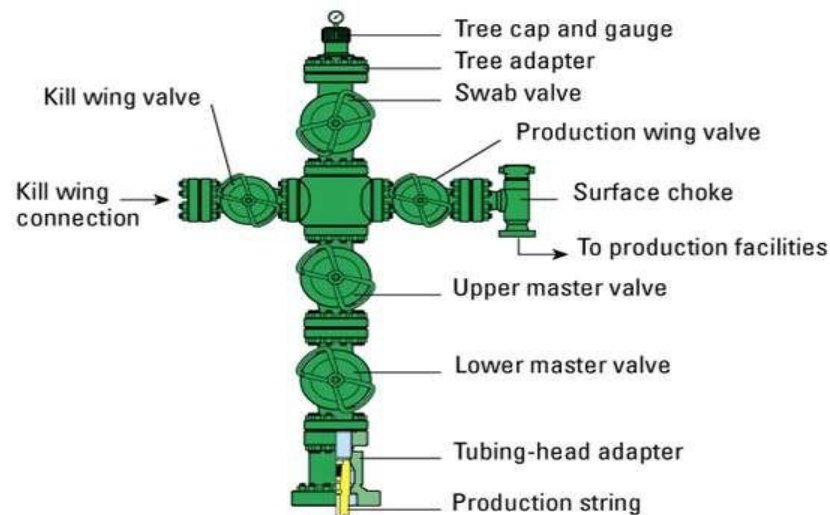


Figure II.7 : Tête de production conventionnelle.

- **Tête de production compacte (Solid Block XmasTree) :**

Dans ce cas les différentes vannes sont fabriquées en un seul bloc d'acier sans connexions entre elles. Seule la partie inférieure, supérieure et les sorties latérales seront connectées aux éléments de surface. [6]

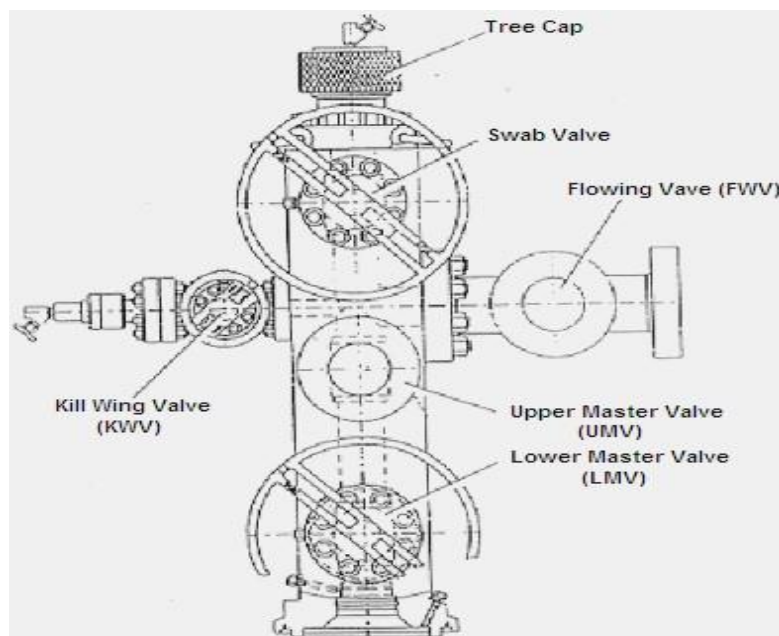
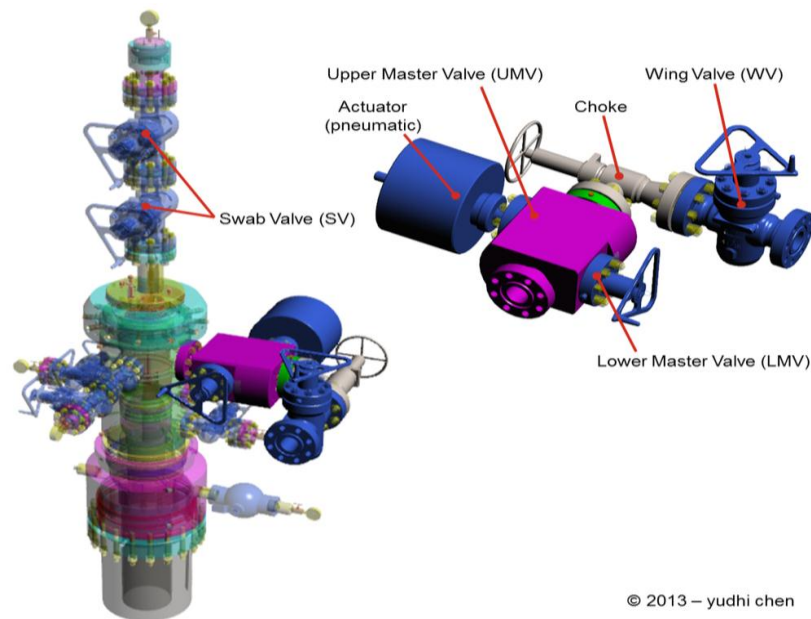


Figure II.8 : Tête de production compacte.

- **Tête de production horizontale (Horizontal XmasTree)**

La tête de production horizontale est souvent utilisée dans les puits nécessitant la remontée fréquente des complétions comme dans le cas des puits produisant par pompage.



© 2013 – yudhi chen

Figure II.9. Tête de production horizontale.

k) Brides adaptatrices (Flange adaptors) :

Les brides adaptatrices sont en général utilisées pour connecter des brides de différentes dimensions ou pressions de service. Il existe plusieurs modèles de brides adaptatrices avec différentes hauteurs.

Les brides adaptatrices peuvent être aussi utilisées comme spacers pour faciliter la sortie de la ligne de contrôle ou du câble électrique.

II.6. Les Equipements de fond.

Généralement, l'ensemble des équipements de fond d'une complétion se compose :

- Olive de suspension.
- Sièges.
- Vanne de sécurité sub-surface.
- Packer de production.
- Flow coupling.
- Blast joint.
- Mandrin à poche latérale.
- Vanne de circulation.

- Sabot.

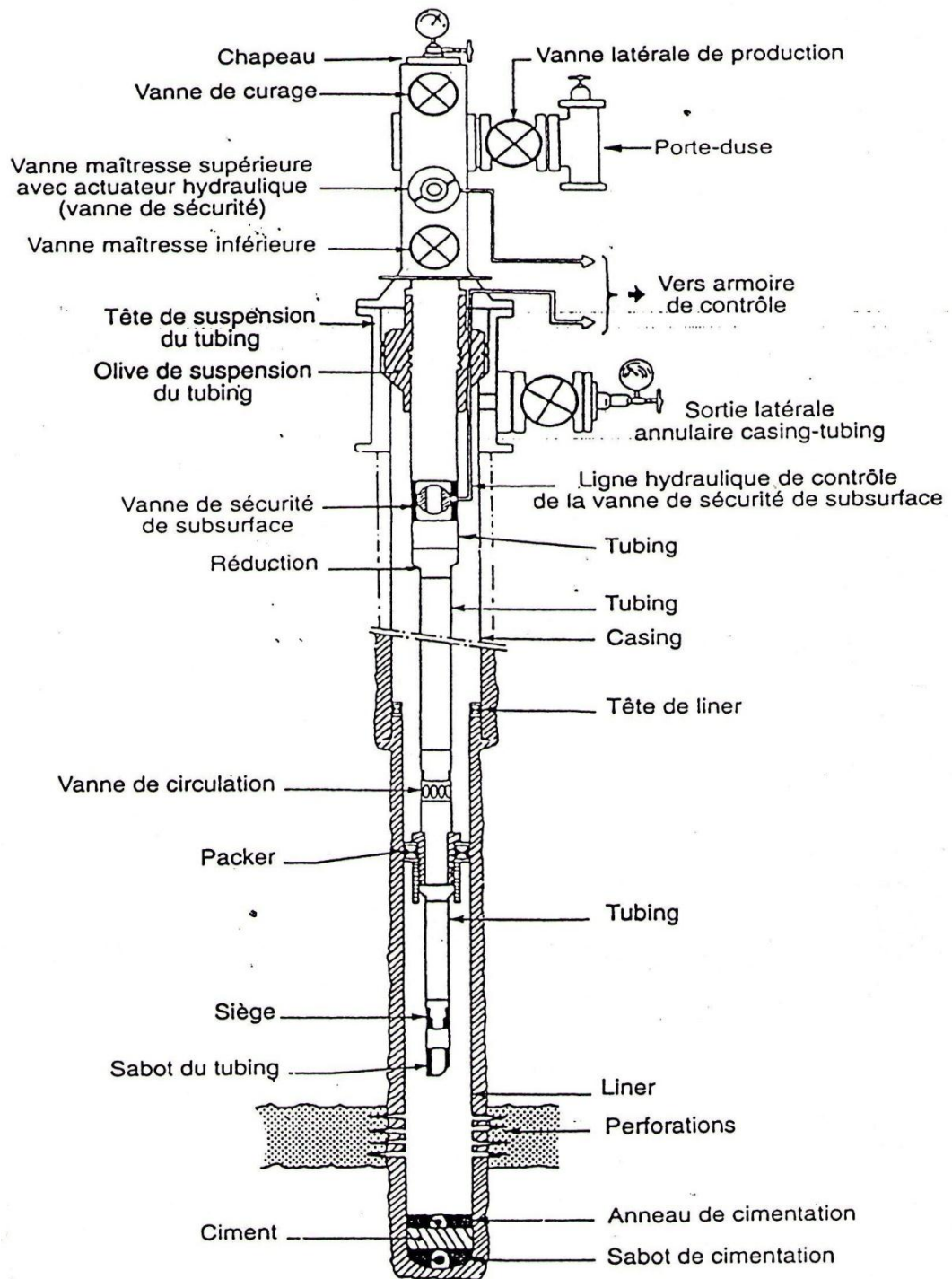


Figure II.10 : Equipement de fond.

a) Olive de suspension (Tubing hanger)

L'olive de suspension doit supporter tout le poids de la colonne de production tout en assurant l'étanchéité avec la tête de tubing (tubing head) et la ligne de contrôle de la vanne de sécurité sub-surface.

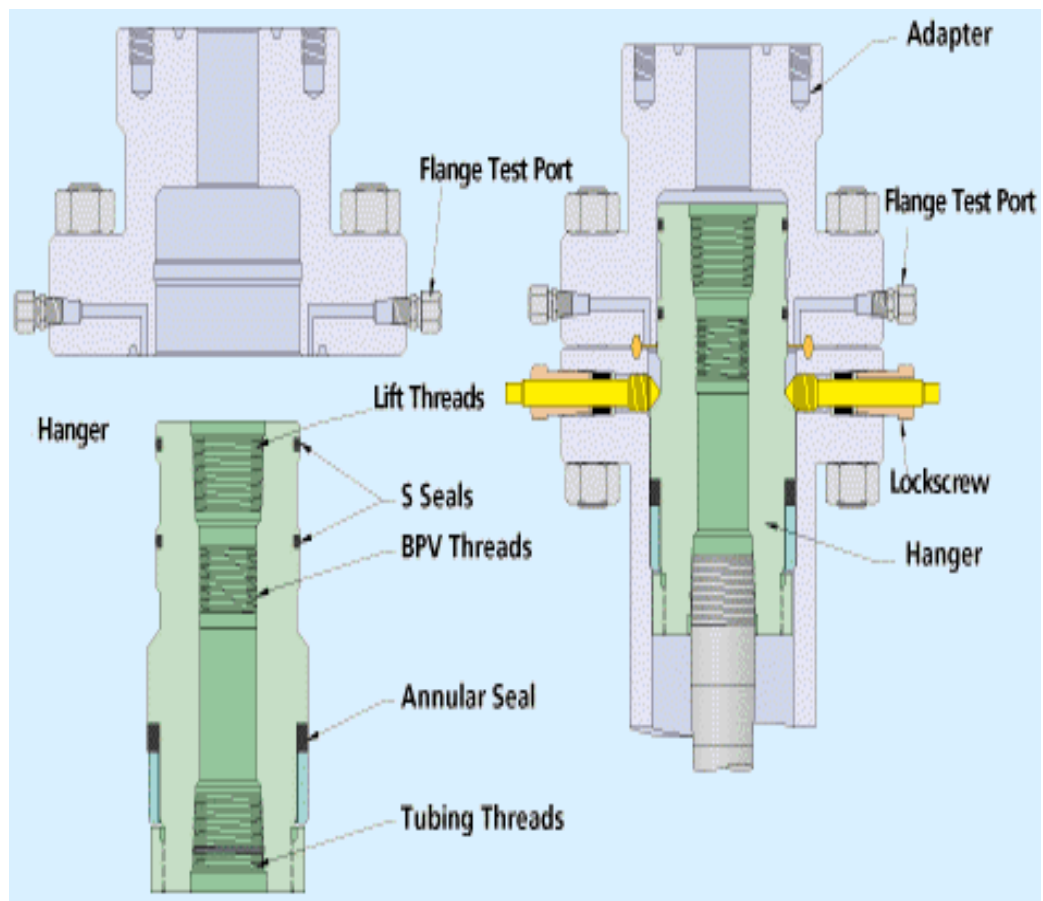


Figure II.11 : Olive de suspension (Tubing hanger).

b) Vanne de sécurité sub-surface « Down holesafety valve DHSV »

La DHSV est généralement positionnée à deux joints de la surface (à environ 30-50 m) pour les puits à terre tandis que pour les puits en mer la position de la vanne est approximativement de l'ordre de 2500 pieds de la tête de production, elle opérée hydrauliquement à partir de la surface, elle se ferme automatiquement dès qu'il y a endommagement de la tête de puits.

La DHSV est utilisée comme un dispositif de fermeture du puits et arrête le débit incontrôlé.

Dans la pratique, il existe deux types de vanne de sécurité sub-surface :

- La vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble.
- La vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing.

c) **Flow coupling (raccords anti-usure):**

C'est un tubing court avec une épaisseur plus importante que le tubing de production. Il est placé de part et d'autre des éléments ayant des diamètres de passage réduits afin d'éviter les problèmes d'érosion et de turbulence.

La longueur du flow coupling dépend principalement du degré d'abrasion et d'érosion du fluide de production à ce niveau.

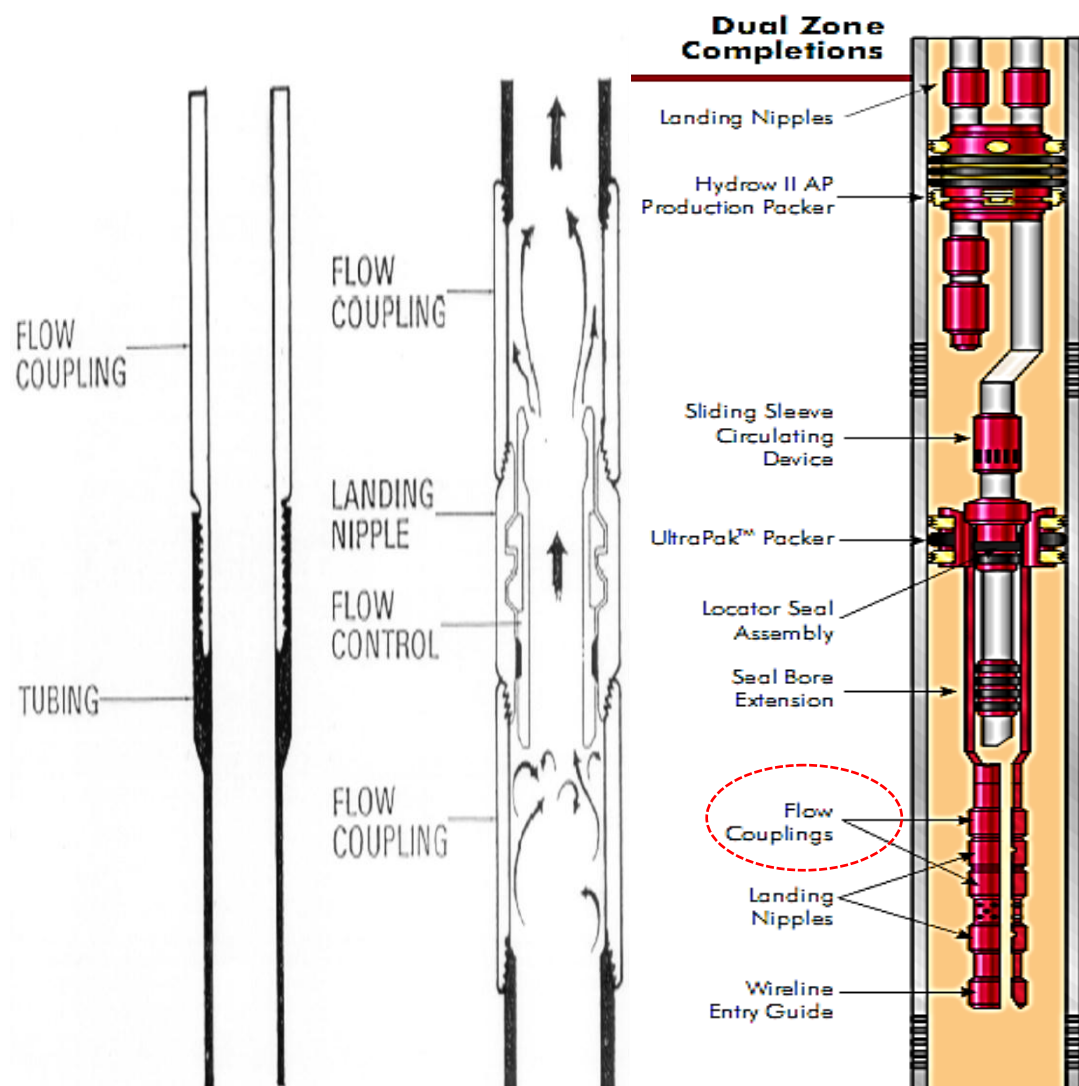


Figure II.12 : Flow coupling.

d) Blast joint (tube anti-usure)

C'est un joint de protection descendu avec la complétion, Placé en face de la zone de production (dans une complétion double ou multiple) pour résister aux problèmes d'abrasions dues au jet de fluide à produire.

L'épaisseur du blast joint est plus importante que celle du flow-coupling.

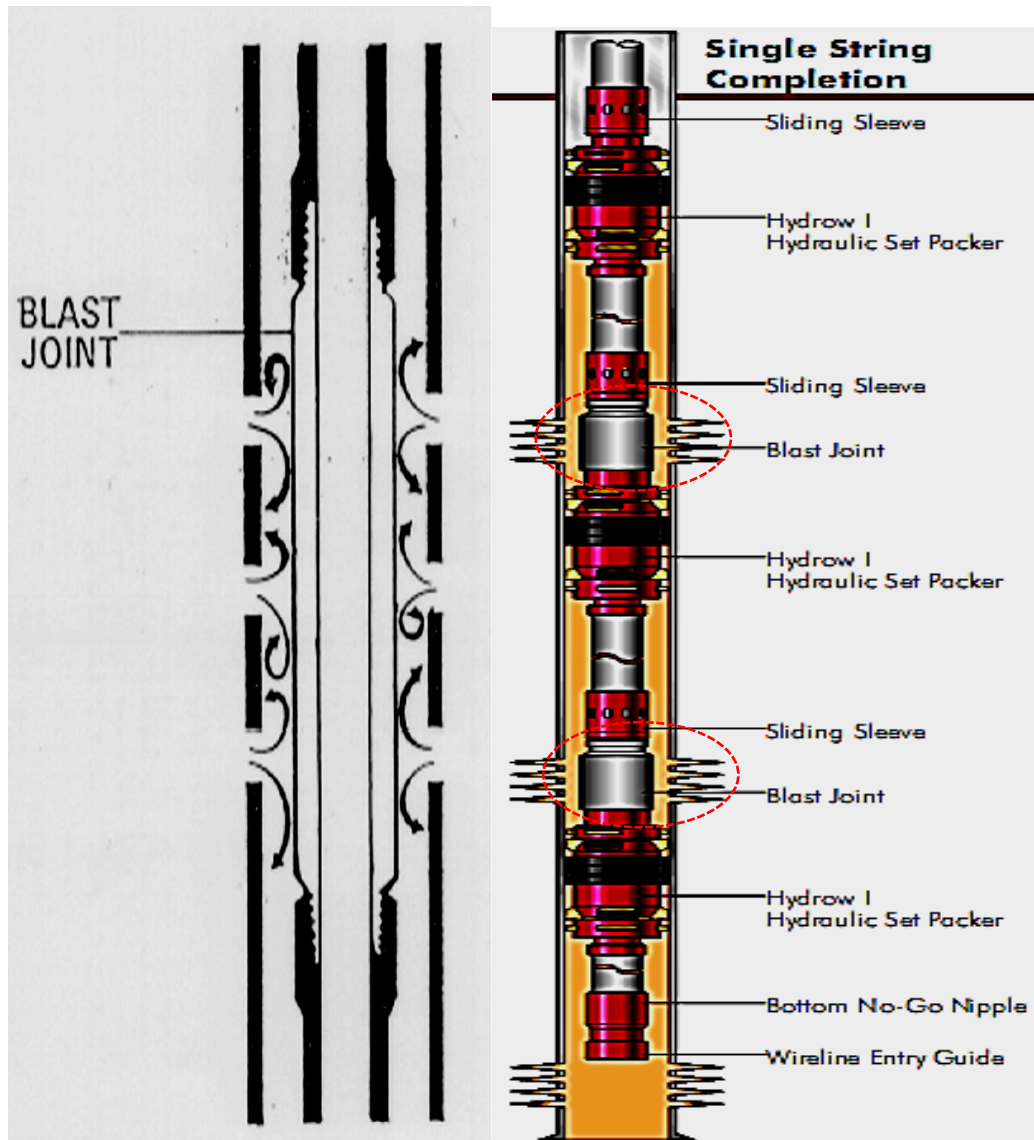


Figure II.13 : Blast joint.

e) Mandrin à poche latérale « Sidepocket mandrel»

C'est un dispositif descendu avec la complétion, a le même diamètre de passage que celui du tubing de production. Il a été fabriqué à l'origine pour être utilisé dans les complétions gas lift qui permet de mettre en communication le tubing avec l'espace annulaire.

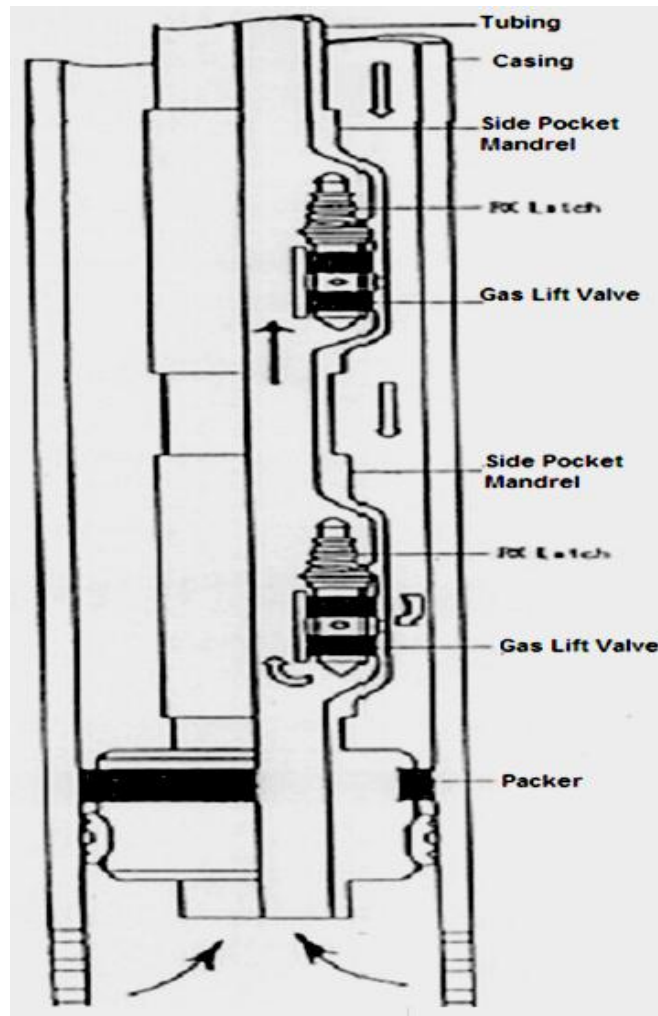


Figure II.14 : Mandrin à poche latérale.

f) Vanne de circulation « Sliding side door» SSD

La vanne de circulation est composée de deux parties. Le corps de la vanne solidaire aux tubings et la chemise intérieure coulissante dans le corps. Elle est positionnée au-dessus du packer de production. Peut être ouverte soit vers le haut ou vers le bas. Elle est descendue en position ouverte avec la complétion.

Avant de l'ouvrir au câble il est souvent nécessaire d'égaliser les pressions intérieure et annulaire.

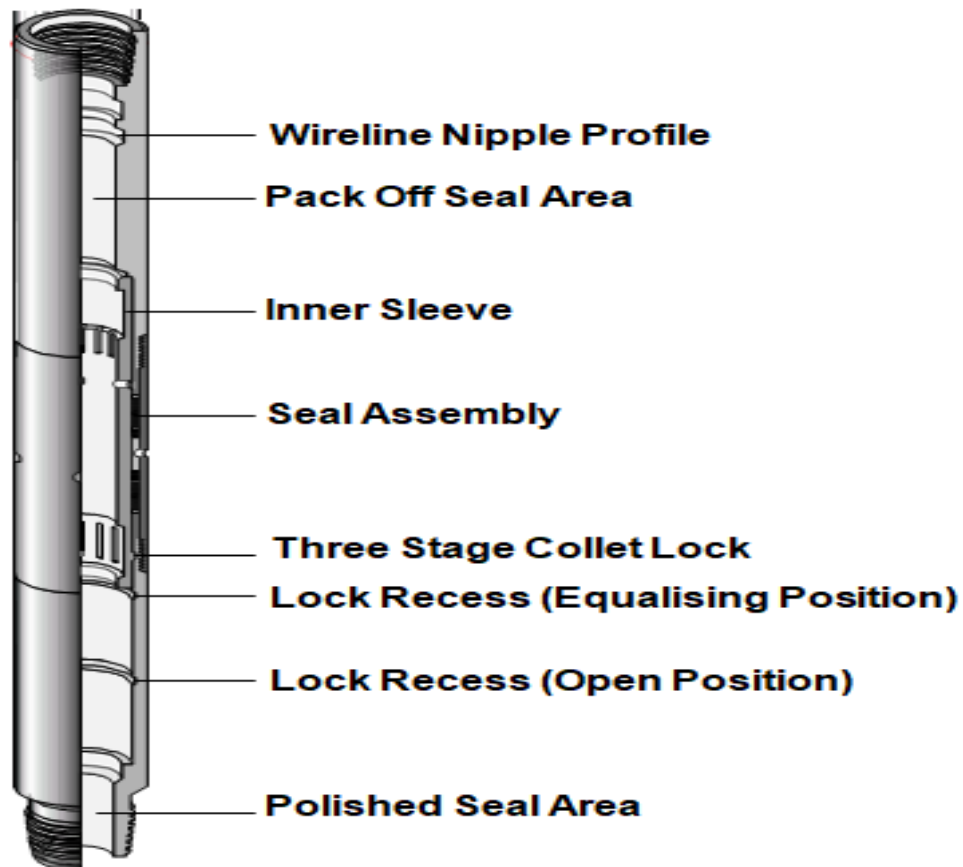


Figure II.15 : Sliding side door SSD.

g) Sièges « Nipples »

Les sièges sont descendus avec la colonne de production, leurs emplacements dans la colonne de tubing est fonction des besoins des opérations d'intervention dans le puits. Les sièges sont conçus pour recevoir différents outils et instruments de mesure.

Les sièges sont usinés avec un alésage et un profil déterminé pour permettre l'ancrage des différents dispositifs descendus dans le tubing.

- **Sièges sélectifs**

Les sièges sélectifs ont le même profil, La conception du siège sélectif permet la descente de plusieurs outils wireline (plugs, vannes, appareils de mesure de température et de pression) est possible il est utilisé essentiellement pour le recalage.

- **Sièges non sélectifs « No go » :**

Dans une complétion, Le siège inférieur placé au bas de la complétion doit être de type nogo afin d'empêcher la chute de la plupart des outils wireline au fond du puits. Le siège peut recevoir Un clapet anti-retour Une vanne de sécurité (Storm choke) Un bouchon.

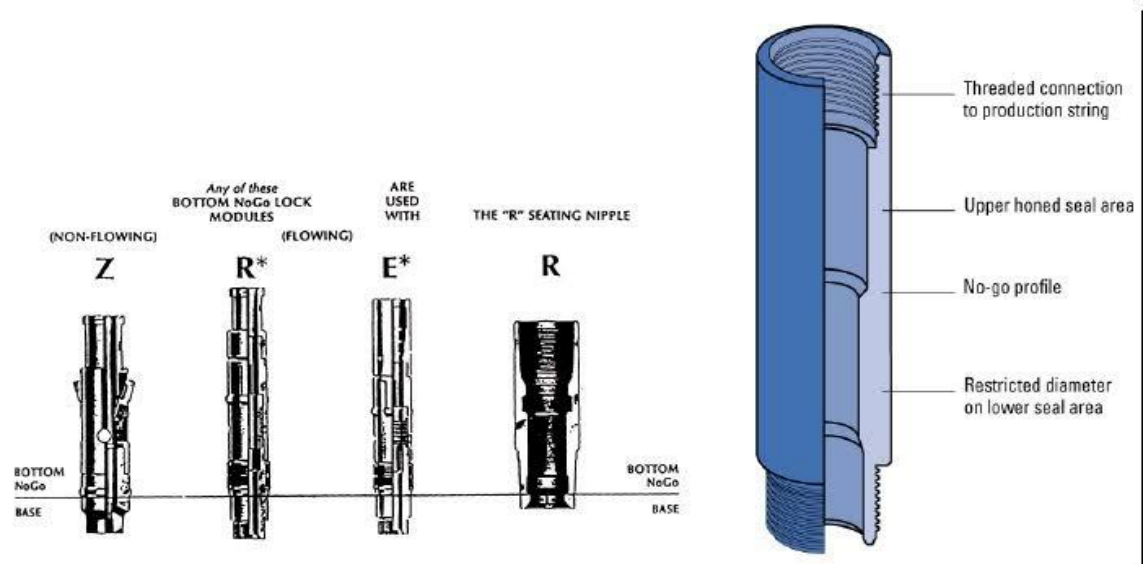


Figure II.16 : Siège, Sièges sélectifs et Sièges« No go ».

h) Sabot « muleshoe »

Le sabot est un équipement vissé au bout de la complétion. L'extrémité du sabot chanfrénée ou biseautée à 45° permet aux outils d'intervention descendus jusqu'au fond du puits de rentrer dans le tubing de production sans difficultés et aussi de guider le passage de la colonne de production dans le packer.

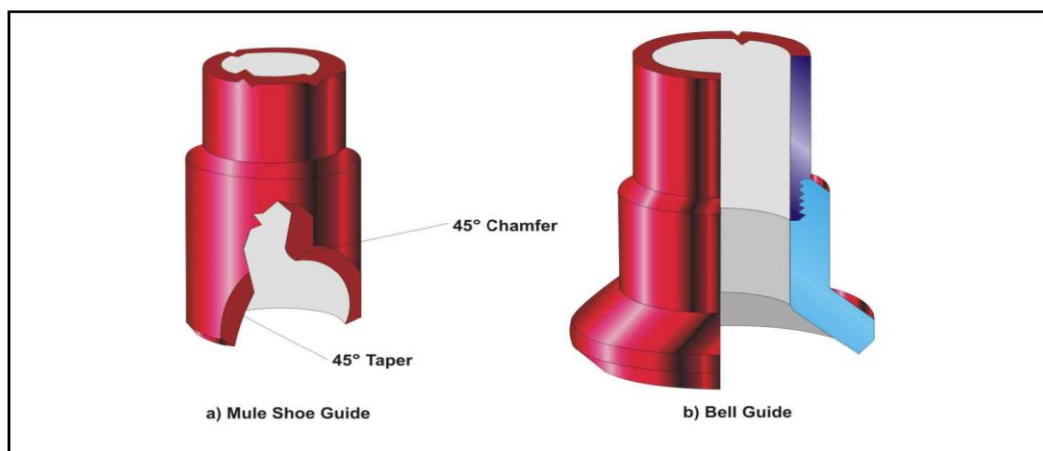


Figure II.17 : Sabot.

II.7. Les objectifs de la complétion

Les principaux objectifs de la complétion d'un puits considéré, sous les aspects de la mise en place de l'équipement du puits et des procédures de mise en service sont :

- Optimiser les performances de productivité ou d'injectivité pendant toute la durée de vie du puits.
- Assurer la fiabilité et la sécurité d'exploitation du gisement.
- Optimiser la durée de vie active du puits et de ses équipements.
- Avoir la possibilité d'adapter les équipements du puits afin d'un vissage proposé des modifications ultérieures.
- Minimiser l'investissement initial, les frais d'exploitation et le coût des reconditionnements.

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

Les critères de choix

La conception d'une complétion dépend, en effet d'un certain nombre de contraintes et de paramètres importants dont les plus fréquents, pour les puits de production, sont les suivants :

- La localisation géographique) contrainte locale et conditions de l'environnement, météorologie).
- La productivité attendue.
- La nature des effluents et leurs caractéristiques.
- Le réservoir et ses caractéristiques pétro-physique.
- Le nombre d'horizons producteurs et leur productivité respective Attendue.
- La possibilité d'avoir à mettre en œuvre, dans l'immédiat ultérieure des techniques de maintien de pression de réservoir (injection d'eau, injection de gaz) sur l'activation du puits.
- L'éventualité, en cours d'exploitation d'interventions dans le puits par travail au câble.[09]

II.8. Importance et base de selection de la technologie de complétion de puits horizontaux

La technologie de complétion de puits horizontaux est la technologie clé qui affecte directement les avantages du développement des puits de pétrole et de gaz, et elle est directement liée à l'effet et aux avantages économiques de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole et du gaz. La sélection d'un mode et de paramètres d'achèvement appropriés et appropriés détermine directement le développement et la production futurs. La pratique montre que la méthode de complétion et la technologie de complétion correspondante, qui sont adaptées aux conditions géologiques et aux propriétés des fluides du champ de pétrole et de gaz, peuvent non seulement améliorer considérablement la capacité de production des puits de pétrole et de gaz et développer efficacement les champs de pétrole et de gaz, mais aussi réduire les coûts de production directs de pétrole et de gaz, prolonger la durée de vie des puits de pétrole et de gaz et utiliser de faibles investissements pour accroître la production. Pour sélectionner un système de complétion de puits approprié, des informations suffisantes sur les caractéristiques géologiques des gisements de pétrole et de gaz, les propriétés des fluides de formation, les technologies de production à utiliser doivent être apprises, et le logiciel avancé de conception du système de complétion de puits doit être appliqué pour réaliser une conception d'optimisation complète. Et proposer une méthode de complétion de puits adaptée et efficace. De plus, en lançant le développement à grande échelle de réservoirs de pétrole et de gaz non conventionnels représentés par le gaz de schiste, la technologie de complétion horizontale des puits a de plus en plus attiré l'attention et est devenue un point chaud dans l'industrie. La sélection et la conception des méthodes de complétion sont le lien central dans le processus de construction de puits puisque le réservoir, la géologie, le forage et la récupération de pétrole doivent tous être conçus et mis en œuvre en fonction des exigences de complétion.[10]

CHAPITRE III

III.1. L'écoulement

MD 309 : zone 1B

Il s'agit d'un puits repris en short radius qui à sa mise en production a donné satisfaction mais au fil des jours un déclin se fait sentir, à la première constatation c'est un bouchage fréquent au niveau du drain. plusieurs nettoyages ont été effectués donnant ainsi parfois de bons apports mais arrivé à un stade le puits ne débitait plus. un contrôle au câble électrique (wire line) a été programmé pour déterminer la cote de bouchage, les résultats ont démontrés que le top sédiment été très important. Faisant appel au nettoyage au coiled tubing (CTU) sans résultat. Une opération de snubbing a été effectuée, au cours de cette opération divers problèmes ont surgis tel que : coincement et avancement nul dans le drain. L'opération a été vouée à l'échec suite au coincement du train de test dans le drain perdant ainsi 239 joints 1900 plus un nipple ce qui nous ramène à conclure que le bouchage fréquent du drain était du en vérité à un éboulement et non à un bouchage partiel. [12]

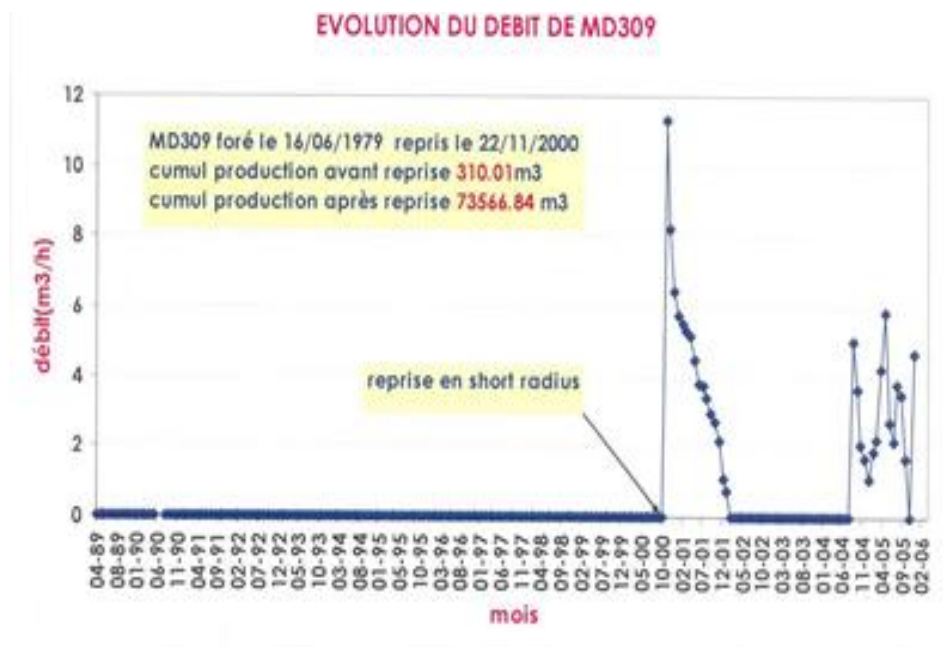


Figure III.1 : Evolution du debit de MD39.

III.2. Le bouchage.

C'est un cas fréquent pour les puits à découvert .le bouchage peut être partiel (une partie seulement du drain horizontal) comme il peut être total (jusqu'à la vertical) .en plus on enregistre des bouchages au niveau de la duse de surface.

MD 270 : Zone 20 A short radius double drains (multilatéral) :

A l'origine c'était un puits vertical qui n'avait rien donné depuis sa mise en production .repris en short radius en janvier 2001, il avait donné lors du DST un débit de 8.69 m³/h , après seulement 11mois de production et exactement en décembre 2001 le puits a été fermé pour chute de potentiel suite à une chute progressive de débit qui est passé de 10.14m³/h en 02/2001à 4.94 m³/h en 08/2001puis à 0 m³/h.

La chute du débit est causé par une accumulation de sédiments au départ dans les deux drains horizontaux seulement mais rapidement le bouchage a atteint la partie verticale du puits jusqu'à la cote 2756 m, sachant que le fond du puits se situe à 3440 m.

Plusieurs tentatives de débouchage par nettoyage au coiled tubing ont été effectuées mais toujours sans résultats.

Au départ le bouchage s'est fait sentir en premier lieu en 02/2001 et un premier nettoyage au CTU à été effectué mais juste après, le bouchage a continué à prendre du terrain .depuis quatre autres opérations similaires ont été faites mais sans résultats .en tout 29.4 m³ d'azote (N₂) ,115 m³ d'eau traitée ,1m³ de gel et 13 m³ de mousse ont été utilisés.

L'effondrement des parois des drains horizontaux est probablement à l'origine des sédiments dus à la friabilité de la roche pourtant supposée assez consolidée au départ.

Vu l'intensité du soutirage de l'huile dû à l'augmentation de la duse et la tenue des parois du trou qui est en découvert (open hole), le bouchage n'a pas pu être évité.

Ceci montre une fois de plus la limite des puits complétés en open hole

Depuis janvier 2002 .rien n'a été tenté pour ce puits, il est resté à l'abandon.

MD 518 : Zone 25 short radius double drains (multilatéral)

Le puits représente le même cas de figure que les autres puits bouchés, c'est-à-dire fermé suite au bouchage du drain sauf que dans ce cas, on a totalement perdu le puits (abandon) après instrumentation négative.

En effet, on est même aller jusqu'à utiliser les moyens lourds (workover) après que le coiled tubing et le snubbing s'étaient avérés inefficace.

Le passage obligatoire au workover était indispensable ,car c'est la présence du poisson au fond qui a rendu le nettoyage impossible .le puits est fermé ,une étude est proposée pour la réalisation d'un drain latéral dans l'horizon ID .le 30/12/2004 intervention workover dans le but de forer un drain latéral après échec de l'exploitation des deux drains déjà réalisés suite a l'effondrement des parois du trou ,afin d'augmenter le potentiel du puits .(problème de remontée de cailloux du drain inférieur).le drain latéral est donc foré dans la formation ID ,le déplacement horizontal est de 550 m azimuth N90° .Le DST effectué le 07/03/2005 a donné : $P_g = 253.5 \text{ kg/cm}^2$ $P_f \text{ dyn } 204.3 \text{ kg/cm}^2$, $Q =$

$6.18 \text{ m}^3/\text{h}$, $IP = 0.12$, $HKL = 157$, $Skin = 1.14$, $duse \text{ } 9.53 \text{ mm}$.le jaugeage effectué le 11/03/2005 a donné $Q = 6.11 \text{ m}^3/\text{h}$ $P_t = 73.5 \text{ kg/cm}^2$ $GOR \text{ } 306 \text{ M}^3/\text{M}^3$, $duse \text{ } 9.57 \text{ mm}$.

Actuellement le puits est fermé avec kill string attente **packer de complétion.**[10]

III.3. Colmatage du réservoir**OMN 43 : Zone 2N**

C'est un puits qui a été foré en vertical en décembre 1989 et qui n'a jamais produit, il est resté fermé après avoir été jugé inexploitable.

Il a été décidé de reprendre ce puits en short radius en juin 1998 en forant un drain horizontal au sommet du D1 d'au moins 400m entre 3399.5 et 3404.5 m avec un azimuth de 120° en direction du puits OMN 522 qui présente de moyennes caractéristiques petro physiques et moins argileux .Omais il s'est avère

que le puits OMN43 a des perméabilités latérales très faibles ce qui rend ce drain de plus de 470 m de déplacement horizontal moins efficace.

Un premier DST a été réalisé après forage de 348.97 m (3759m) donnant un débit de 3.25 m³/h ,il a été décidé de prolonger le drain jusqu'à la cote de 3836 m et un deuxième DST a donné 4.61 m³/h .la pression de fond dynamique au premier DST était de 131 kg/cm² tandis qu'au deuxième DST était de 89.45 kg/cm² ,le skin était de -6.12 et lors de la mise en production le skin a atteint une valeur de +25 .ce qui montre un colmatage du réservoir par la boue de forage. [11]

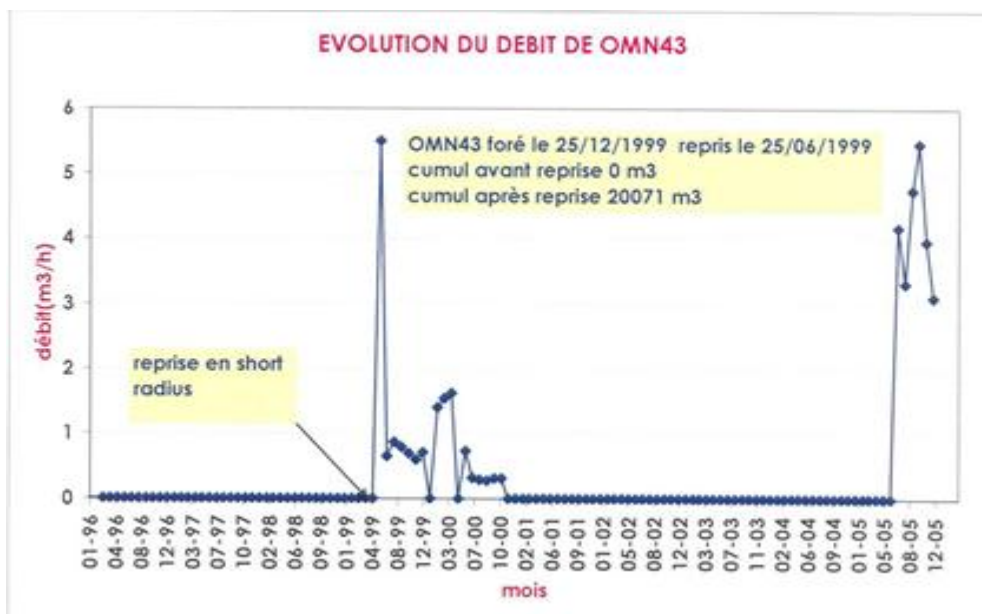


Figure III.2 : Evolution du debit du puits OMN43.

III.4. Dépôt de sel

MD 105 : Zone 2S

C'est un puits qui a été repris en short radius en 1998, donnant ainsi des résultats Satisfaisants.

Un DST a permis de confirmer une grande salinité (salinité de l'eau de formation proche de 300 g/l) d'où la descente d'un concentrique pour injection continue d'eau

($Q_{moy} = 1000l/h$) car il est foré dans la zone 2 qui est caractérisée par une tendance à précipitation de sel .aucune anomalie ne s'est constatée sauf en cas d'arrêt de

l'injection d'eau .Dans ce cas, il y aurait une chute remarquable du potentiel du puits causée par un bouchage sévère du à une décantation de sel.



Figure III.3 : Evolution du debit du puit MD105.

III.5. Percés de gaz.

La plupart des puits en percée de gaz sont à proximité des puits injecteur de gaz.

MD 24 : Zone 13 :

C'est un puits de la zone 13 qui a été foré en vertical en novembre 1959, le puits fut fermé en décembre 1969 suite à une faible production .il a été repris en short radius complété en 4''1/2 en open hole dans le drain D1, mis en production le 02 avril 1999 .la mise en service du puits s'était accompagnée d'une production de gaz considérable (GOR de 2016 m³/m³) provenant soit du puits injecteur de gaz MD 63 ou de MD 61. La production cumulée de l'huile de ce puits a été très faible (31156.25 m³ après reprise) suite à la production importante de gaz .le dernier jaugeage effectué le 05/11/2005 a donné : débit de l' huile $Q = 3.97 \text{ m}^3/\text{h}$, débit de gaz $Q_g = 9065 \text{ m}^3/\text{h}$, $GOR = 2285 \text{ m}^3/\text{m}^3$.d'après les tests effectués sur le puits on a constaté que la pression de gisement a continuée de chuter durant la période de fermeture de 1969 à 1999 ,ce qui témoigne d'une communication avec les puits voisins.

Du fait que le puits MD24 a été repris dans le D1 en direction du puits en percée de gaz le MD 42 qui est caractérisé par une très perméabilité dans le drain D1, il était prévisible que toute réentrée dans ce drain et surtout dans cette direction produirait du gaz.

On déduit que pour le puits MD 24, le choix de la cible et l'azimut était judicieux cote géologique, mais imprudent coté risque de percée de gaz, surtout que tous les puits du secteur sont tous touchés par ce problème vu les bonnes caractéristique pétro physiques et les quantités énormes de gaz injectées, *l'échec était prévisible* [12]

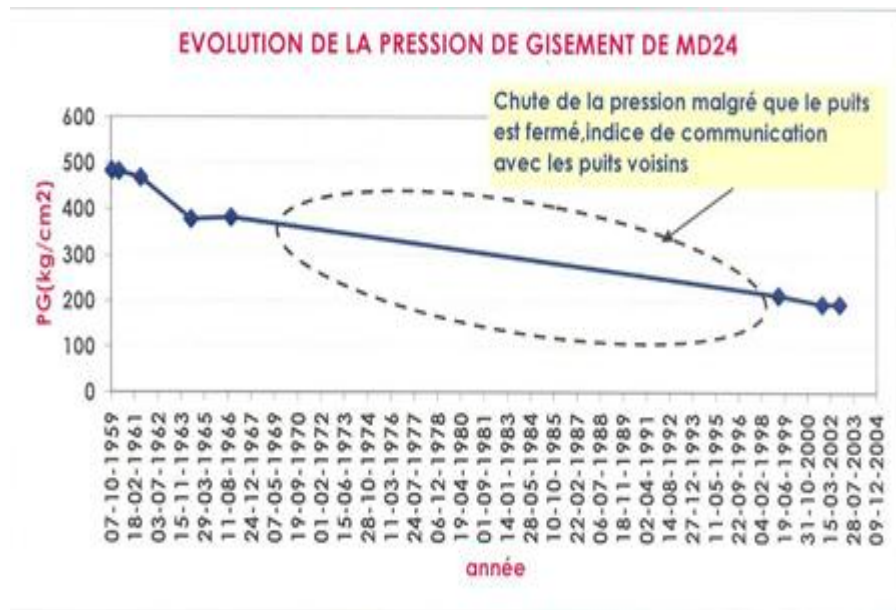


Figure III.4 : Evolution de la pression de gisement du puits MD24.

III.6. Venue d'eau.

La production de l'eau dans le puits short radius a fait l'état de surprise surtout pour ceux qui ont donnés de l'eau dès le départ .en effet, les probabilités d'éventuelles venues d'eau était à écarter surtout que les marges importantes de sécurité par rapport au plan d'eau ont été prises en compte lors de l'implantation des drains horizontaux.

Sachant que le plan d'eau est inactif à Hassi Messaoud, reste alors la complicité de la fissuration fortement présente surtout dans les zones ou on a constaté ce problème.

Voici à présent quelques puits qui sont touchés par les venues d'eau : MD294, MD 399, MD 438, MD 286, OMM 522, OMN 57.

MD 438 :

Ce puits est foré dans la zone 1A, qui est caractérisée par un forte hétérogénéité avec des réserves très importantes .cette zone est célèbre par des problèmes d’exploitation (asphaltènes, sels, production d’eau due à une forte saturation en eau et elle est à proximité du plan d’eau) .il a produit de l’eau lors de son essai de puits DST.

Le cheminement de cette eau provenant de plus bas à travers des fissures traversées est certainement derrière cette surprise .la géologie du puits parle de quelques fissures subverticales ouvertes à fermes vides et subhorizontales vides ou colmatées d’argiles du réservoir Ra.

Au cours de forage, on a enregistré des pertes de 70m³ de boue à une cadence de 4m³/h à la cote 3475 m et de 13m³ à la cote 3525 m ; ce qui confirme l’hypothèse de la présence de fissures.

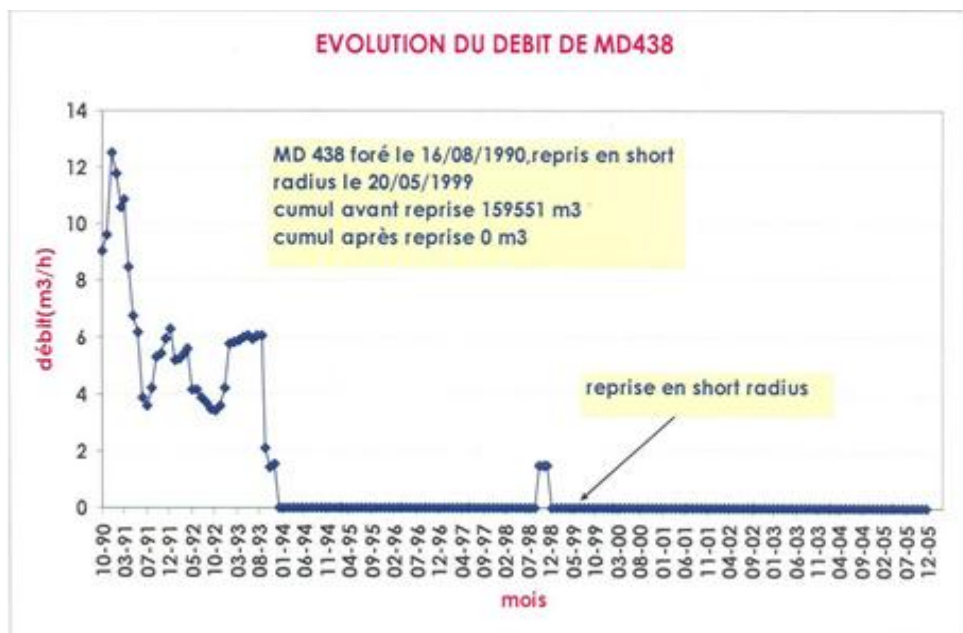


Figure III.5 : Evolution du débit du puit MD438.

III.7. Mauvaise alimentation des puits

MD 106

Au DST le puits a donné de bons résultats avec un débit d’huile moyen de 8.5 m³/h a sa mise en production en 02/2002 et après un jaugeage d’évaluation, on a enregistré un débit de 3.16m³/h avec une production d’eau estimé à 490l/h.

Après seulement cinq mois de production et exactement en 07/2002 le potentiel du puits a chuté considérablement et d'une façon injustifiable jusqu'à atteindre un débit nul.

Après consultation géologique, il a été constaté l'existence de barrières de sites faisant ainsi obstacle à l'acheminement de l'huile du réservoir vers le puits. Sachant qu'initialement l'étude d'estimation des réserves a démontrée l'existence d'un potentiel important d'huile en place.

Il est donc évident qu'on est en présence d'une mauvaise alimentation qui empêche la récupération de l'huile restée piégée dans le réservoir. [11]

III.08. Problème spécifique à la liaison couche / trou

Dans ce paragraphe on aura une idée générale sur les différents types de complétion avec lesquelles sont complétés la majorité des puits horizontaux et short radius au niveau du champ de Hassi Messaoud et le rôle qu'elles jouent dans le maintien de la vie du puits. D'après notre consultation des fiches techniques des puits on peut conclure que la plupart de ces puits sont complétés en trou ouvert (open hole) ou en liner pré perfore (LPP).

On va essayer de montrer à travers un exemple le rôle d'une complétion adéquate à des l'apparition d'un éventuel problème au cours de l'exploitation du puits. On prendra pour exemple deux puits qui ont pour problème commun un bouchage du drain.

MD 443 : Zone 20A

Le puits MD 443 la zone 20A, foré à la verticale le 14/01/1991 complété en 3''1/2 ancre en open hole, avec un débit moyen de 0.79 m³/h accumulant ainsi une production de 2845m³ d'huile en six mois.

Le puits a été repris en short radius le 01 février 1998 et complété en 4''1/2 avec une liaison réservoir en open hole. Le drain ciblé est le D1 avec un déplacement horizontal de 341.4 m avec un azimut de 186.9°. Le puits donna des signes positifs au DST avec un débit d'huile de 8.32m³/h. Le puits a été remis en production le 28 avril 1998 avec un débit d'huile de 6.72m³/h, atteignant jusqu'à 10m³/h de débit au cours de 8 mois de production, il a assuré un cumul de production après la reprise de 148836 m³ en 38 mois, mais des bouchages fréquents

se présentaient faisant ainsi perturber la marche du puits qui avait nécessités des interventions qui se résument comme suit :

01/99 nettoyages au CTU de la cote 3388 à la cote 3717m.

09/99 nettoyages au CTU jusqu'à la cote de 3251 m suite au bouchage.

Snubbing N°1 (25/12/99-24/01/00) pour nettoyage suite au bouchage.

05/05/00 nettoyages au CTU jusqu'à la cote 3379 m

08/07/00 nettoyage au CTU jusqu'à la cote 3361m.

snubbing N°2 (10/06/00-19/07/00) pour nettoyage à la cote 3716m. snubbing N°3 (27/11/00-22/12/00) pour nettoyage à la cote 3720m.

Snubbing N°4 (27/04/01-09/05/01) une autre opération de nettoyage qui s'est terminée par laisser un poisson au fond : couronne 84mm+1 tubing 1''9+2BPV.

Suite à l'échec de snubbing et celui du workover pour repêcher le poisson, il fut demandé la pose d'un bouchon de ciment pour fermeture du puits. puis par la suite le forage d'un nouveau drain horizontal de 425.62 m de longueur le 06/10/2001 dans le D1 avec un azimut N 313, mais cette fois le puits a été complétée en 4''1/2 avec un liner pré perfore.

Grâce à cette complétion on a pu récupérer le puits avec un débit de 8.76 m³/h donné au cours du DST.

A son démarrage il a donné 20.21 m³/h et actuellement il produit avec un débit moyen de 6.98 m³/h sans aucun problème, il a assuré un cumul de production après la deuxième reprise de 249793.48m³.

L'exemple MD 443 nous montre l'apport considérable d'une complétion adéquate dans le maintien du puits en bon état et lui donne une certaine assurance contre l'apparition d'un quelconque problème ayant une relation avec la formation. On conclut donc que la complétion du puits avec un liner pré perfore est primordiale vue le bon rendement du puits.

Pour le premier drain du short radius

oDéplacement latéral de 341.1m complété en open hole avec un tubing 4''1/2.

- o NP = 148836m³ soit 934690.08 bbl
- oCoût CTU 123679.68 \$.
- oCoût snubbing 454462.59\$.
- oCoût total des interventions (CTU+Snubbing) 578142.27\$.
- o Coût de réalisation du premier drain en short radius 2253809.88\$.

Pour le deuxième drain du short radius

- o Déplacement latéral de 425.62 m, complété en liner pré perfore avec un tubing 4''1/2
- oNP = 249793.48 m³ soit 1571154 bbl.
- o Coût de réalisation du deuxième drain en short radius 1538896.41\$.
- o Coût d'équipement du liner pré perfore 105657.14\$.

Le coût des interventions est 5.5 fois plus important que celui du liner pré perfore. Le puits a assuré un bon cumul de production avec une diminution lente de son débit initial grâce au deuxième drain en liner pré perfore.

Aucune intervention n'a été signalée pour le deuxième drain, mettant en valeur le rôle d'une complétion adéquate.

De plus, le choix de la configuration de liaison couche- trou se trouve compliquée par le fait qu'elle dépend non seulement des données initiales, mais aussi de l'évolution de certains paramètres de fond .or en puits horizontal, il est par exemple difficile de prévoir ou se produira la percée d'un fluide indésirable (eau ou gaz).

Il est donc important de choisir une première configuration qui puisse être adaptée par la suite en fonction du comportement du puits. *[10]*



Figure III.6 : Evolution du debit du puit MD443.

III.9. La longueur du drain horizontal

L'extension de la longueur du drain horizontal augmente le contact avec le réservoir en profitant des débits supplémentaires dans le but d'augmenter la production du puits. Dans la pratique la résistance frictionnelle à l'écoulement dans le drain horizontal existe toujours et elle a un effet négatif sur la productivité du puits. En régime turbulent cette résistance à l'écoulement est très importante et plus sévère sur la productivité. La prédiction des performances des puits horizontaux dépend de ces deux facteurs opposés d'où il faut bien déterminer la longueur optimale du drain à partir de laquelle on aura une bonne production et non pas une longueur maximum car on s'aperçoit qu'un short radius peut avoir une production assez importante par rapport à un horizontal.

De ce fait on peut réduire considérablement la durée du forage et permettre d'aller vers la découverte de nouveaux gisements. [13]

III.10. Conclusion

Après avoir terminé cette étude, nous avons conclu que la complétion horizontal de liner pré-perforé est techniquement plus ou moins faisable et rentable que réalisation, elle est moins coûteuse qu'une complétion plus technique telle que les liner cimentés et perforés (LCP), Parce qu'il est quasiment impossible de réussir l'installation dans un système de drainage horizontal, bien que cette technologie ait l'avantage de nous permettre de le faire de manière sélective, son processus de perforation est en effet très sensible, Cependant, en raison des problèmes mentionnés ci-dessus, la zone d'exploitation à ciel ouvert n'est pas propice à la longévité du puits, Veuillez noter que pour la complétion du LPP, nous devons mener des recherches statistique du point de vue géologique et caractéristique petro physique des puits avoisinant, de déterminer les zones à bonne perméabilité. Et ne pas répéter les erreurs faites auparavant.

Conclusion générale

En conclusion après Cette étude on venait d'arriver à : Le programme de complétion varient d'un puits à l'autre en :

- Le type de puits.
- Injecteur producteur.
- La nature du fluide.
- Type de réservoir de carburant.

Les puits horizontaux nous fournissent de meilleures connexions couche/trou, Mais avec le temps, ce dernier nous a apporté des inconvénients (des sables et des grains) qui produisent des problèmes au niveau des équipements de fond.

Et pour cela, nous recommandons d'utiliser liner pré-perforé et de choisir le type de complétion à partir du type de réservoir et enfin on suggère de reprendre tous les directions des puits verticaux a des puits horizontaux pour augmenter la production.

.

Références bibliographique

- [01] Editions technip 27 rue ginoux 75737 paris cedex 15 (chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et de gaz naturel) COMPLETION ET RECONDITIONNEMENT DES PUITES programme et modes opératoires.
- [02] Formation techniciens de production T.P.S 2006 module B cours N 2.
- [03] U F R Drilling, production et reservoir engineering COMPLETION application et methods JUIN 2007.
- [04] Completion et intervention sur puit Dominique BARTHE _DBE SPTP2007.
- [05] DIVISION FORAGE Département RHU ModulF.F.F les fluides de completion SONATRACH M. DADDOU juillet 09.
- [06] Equipemnts de test & completion prepared by Elfakeur.A.S 05/12/2017.
- [07] PERRIN. P., 2006. Endommagement de la liaison couche-trou. ENSPM Formation Industrie. IFP Training.
- [08]. P., 2006, ÉQUIPEMENT DES PUITES ÉRUPTIFS, ENSPM Formation Industrie. IFP Traini.
- [09] Renpu W, Well Completion Mode selection, chapter 2, in *Advanced Well completion Engeneering*, 3éme Edition, Elsevier Inc 2011.
- [10] oshi,S.D.:“HorizontalWell Technology,” Students’Book.PennwellPublishing company, Tulsa, Oklahoma.
- [11] Programme et Rapport d’opération ., 2011/2012. (Documents Sonatrach : SH/DP/EP service Techniques Nouvelles, Hassi Messaoud Irara).
- [12] Sonatrach, Manuel d’intervention sur puits.
- [13] Rapport d’opération (SH/DP/EP service contrôle puits, service géologie, service Well Testing Hassi Messaoud Irara).