

Complétion :

1) Définition : est l'ensemble des équipements qui permettent d'acheminer le fluide de formation en toute sécurité depuis le réservoir jusqu'à la surface

• le système mis en place pour passer de la phase forage à la phase exploitation

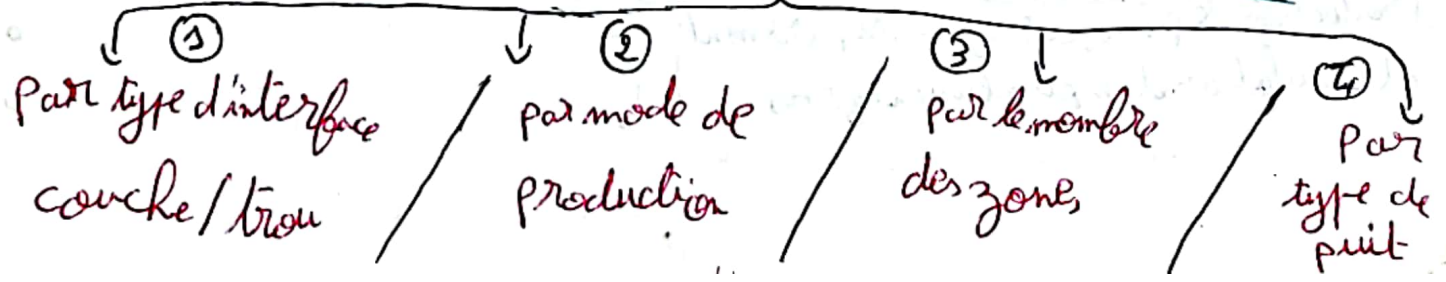
2) Le but de complétion : assurer :

- La liaison de production entre le réservoir et la surface.
- La production optimale par des équipements spécifiques.
- La sécurité en cas d'incident dans le puit ou en surface.
- isoler des couches produisant de l'eau ou gaz.
- contrôler les venues de sable dans les formations non consolidées

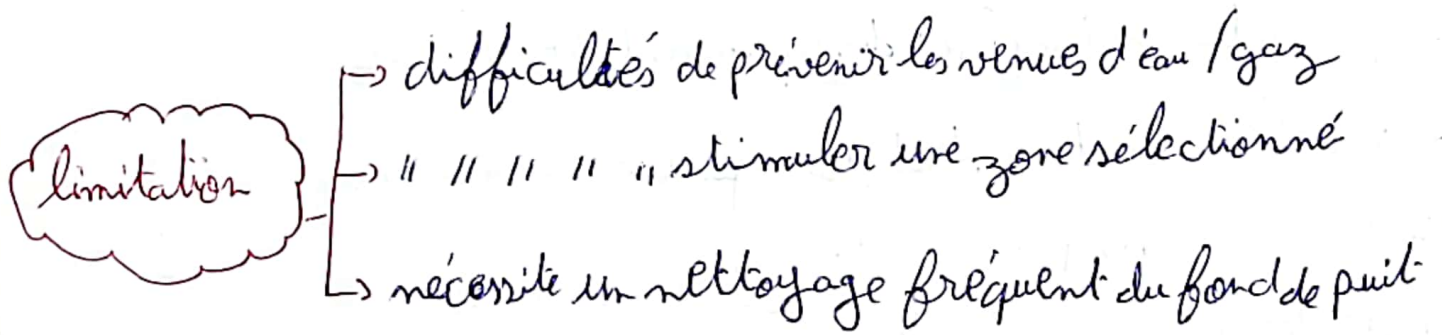
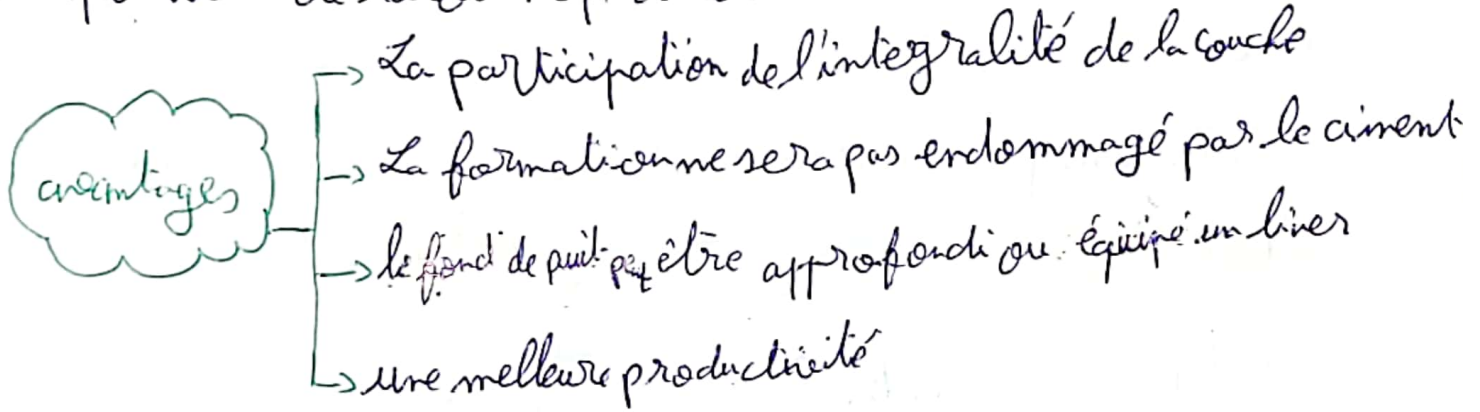
3) La complétion consiste en une série d'opérations : [Les étapes]

- La perforation du liner ou du tubage.
- Le contrôle de qualité
- La mise en place du packer de production
- la descente de complétion et l'installation du tubing hanger
- l'installation des vannes de sécurité SSSV
- " " " de la tête de production.
- " " " de l'installation du mécanisme de prod en surface

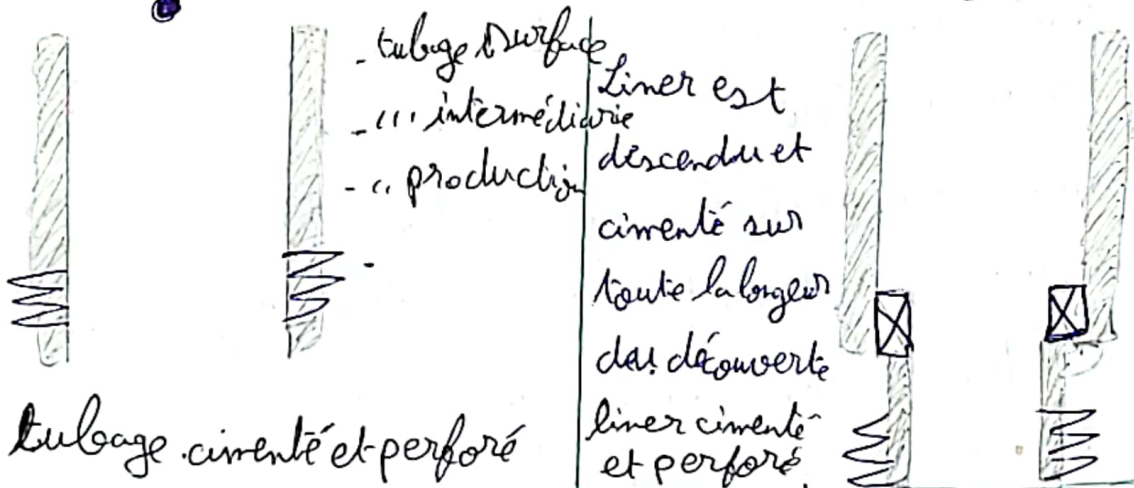
4) Classification des types de complétion :



- 1). par type d'interface couche / trou : a) trou ouvert
- utilisé dans les formations consolidées et fait produire toute l'épaisseur de la couche productrice



b). trou tubé (cased hole) : utilisé dans les réservoirs friables.



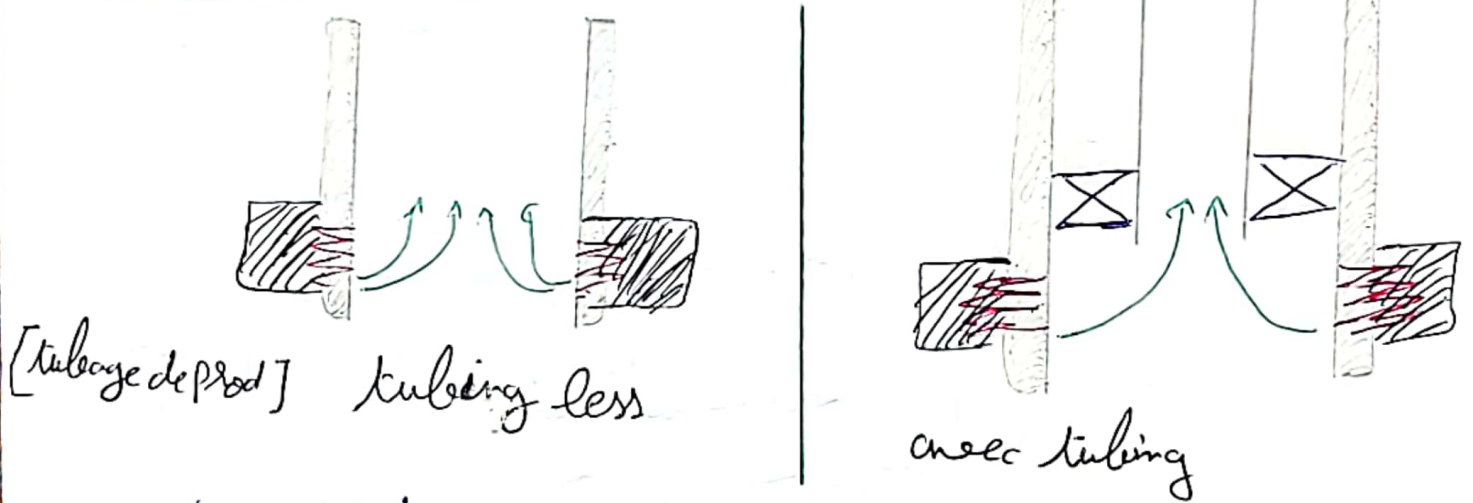
- avantages**
- Production de plusieurs zones séparément
 - stimulation d'une ou plusieurs zones sélectionnées
 - possibilité d'isoler des zones entières elles
 - réduction des venues d'eau / gaz
 - diminution des venues de particules solides

- limitation**
- risque d'endommagement de la formation
 - réduction du diamètre de trou
 - réduction de productivité
 - coût de perforation

- **complétion par liner non cimenté**
- utiliser dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec H₂C
- Crépiné: le rôle est de retenir les particules solides pendant la prod.

2) - Par mode de production:

a) **naturelle:**



- assurée par le tubage de prod, utilisé dans les puits à gaz mais n'est pas généralité car le tubage constamment exposé à la pression de puit et à l'effet de corrosion
- le fluide de formation est acheminé par le tubing: 3 types de compl. avec tub.

temporaire 1,5 b à pression élevées 1,5 c à débit élevée 1,5 d

- ### b) **production assistée:**
- utilisé dans les réservoirs à pression anormalement basses où la pression de gisement est insuffisante pour acheminer le fluide en surface

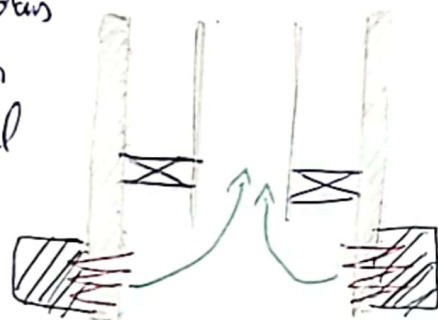
lifting (gas lift)

Pompage [SRP, ESP, à jet]
à piston..

3) par le nombre de zones à compléter

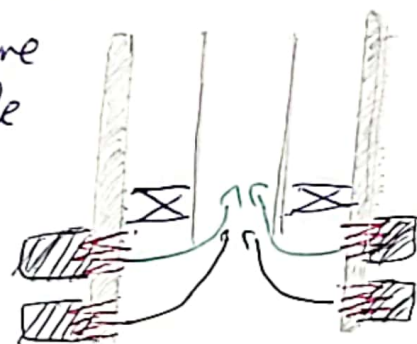
1 a). complétion simple: une seule zone

tubing ancré dans
un packer fair
produire une seule
horizon



standard

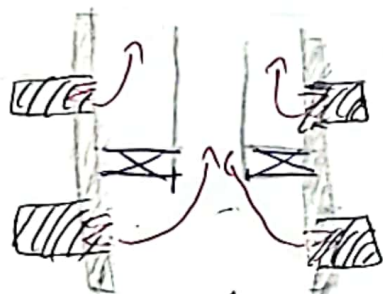
produire plusieurs
niveaux d'une
même couche



interval co-mingling

b). complétion multiple: plusieurs zones

1).



le packer ancré entre deux zones, le fluide de
couche inférieure produire par tubing, supérieure
par espace annulaire

complétion tubing-casing

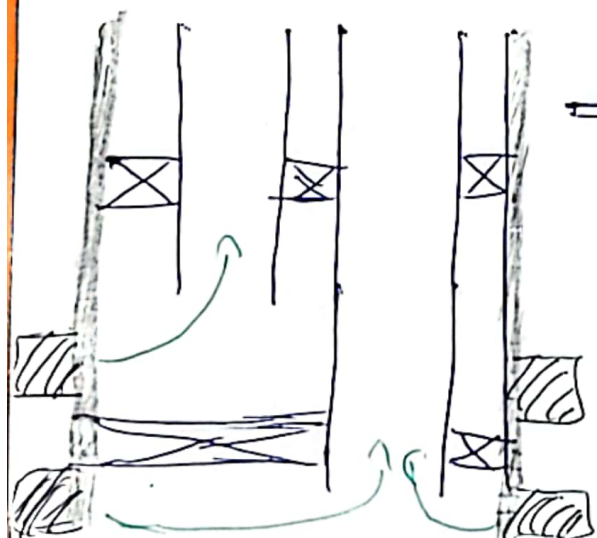
avantages

- installation simple
- production séparée
- contrôle effective
de production en surface

limitation

- exposition du tubing à la ^{effet} corrosion par H₂S et à la pression de puit.
- reformation de couche supérieure → reprise du puit.

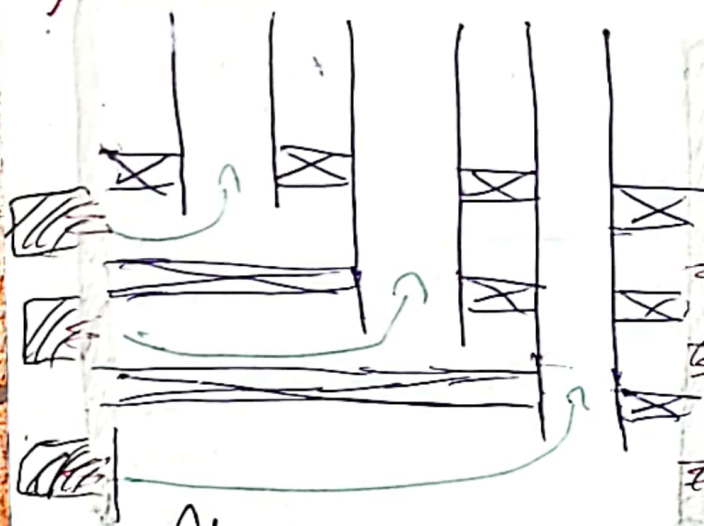
2).



⇒ Complétion à deux tubing parallèles

- Les deux couches productrices sont séparées par un packer simple.
- La colonne de tubing est isolée de l'effluent de la couche supérieure par un packer double

3)



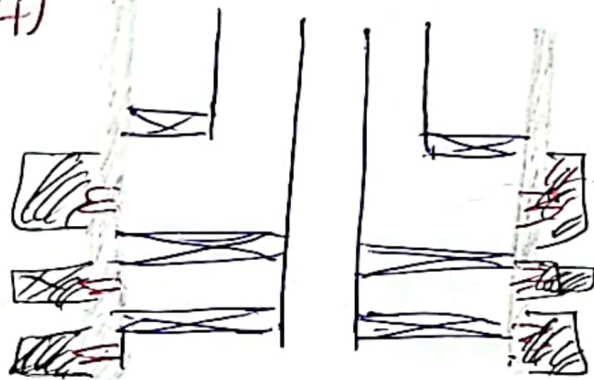
multiple string

5) - Les 3 couches productrices séparément à travers 3 tubings, le tubing est protégé de fluide de formation par le packer supérieur (triple)

avantages - contrôle effective de la prod en surface
- travail au câble peut être fait sur chaque tubing
- installation facile de DHS V sur tubing

limitations - coût élevé
- logging de prod des couche supérieures est limité
- fréquence de reprise de puit élevé

4)



tube concentrique

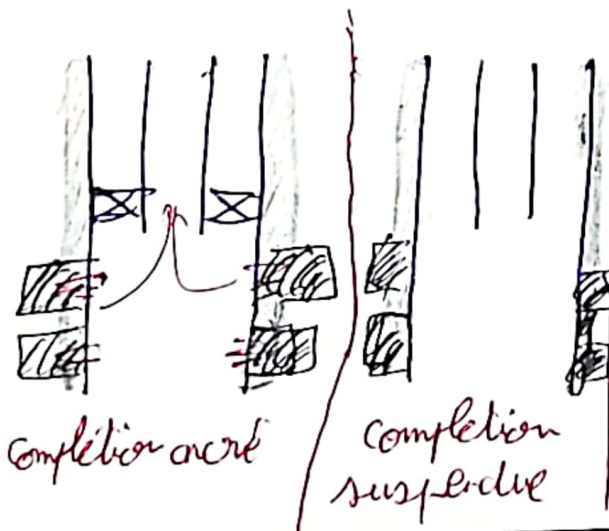
- est recommandée dans les cas où la completion multiple n'est pas en adéquation avec le diamètre de dernier tubage

avantages - coût réduit
- production simultanée de différentes zones.

limitations - logging de prod de couche supérieures limité
- possibilité de coincement

4) par types de puits:

a) puit vertical



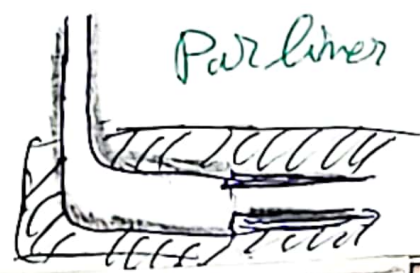
completion ouverte

completion suspendue

b) puit horizontal: La production est plus importante que dans le puit vertical; il existe 2 types: - rayon de courbure très réduit / réduit
- rayon de courbure moyen / long



open hole



Par liner

5) Équipement de fond

- olive de suspension [Tubing hanger] →
- Le tubing
- vanne de sécurité sub surface
- Flow coupling
- Mandrin à poche latérale SPM
- vanne de circulation SSD
- Sièges [Nipple]
- Poche de production
- blast joint
- Sabot

1) olive de suspension

- supporter tout le poids de la colonne de production
- assuré l'étanchéité avec la tête de tubing et la ligne de contrôle de la vanne de SSSV

2) vanne de sécurité sub-surface DHSV

- généralement positionnée à deux joints de la surface. [30, 50 m]
- fermetrice automatiquement dès qu'il y a endommagement de la tête puit
- utilisée comme dispositif de fermeture de puit, et arrête le débit en cas: Explosion, accident, sabot

6) 2 types d'olive: 1^{er} utilise quand le packer nécessite un déplacement vertical pour son ancrage
2^{ème} - quand le packer ne nécessite pas de mouvement pour son ancrage
- peut comporter en passage pour la ligne de contrôle hydraulique des SSSV ou pour le passage d'un câble électrique
- recevoir un bouchon et isoler tubing en cas d'intervention sur la tête en surface
3 bouches: BPV, conveyer des cables, un bleuy et

- Le tubing: la conduite verticale d'acheminement du fluide, il doit tenir compte de toutes les opérations à réaliser sur le puit en cours d'exploitation
- La caractéristique: fabrication, le diamètre, la longueur, le poids, grade, inspection visuelle et électromagnétique, test en pression

- opérée hydrauliquement à partir de la surface, 2 types: réversible au câble et dispositif fermetrice tubing clapet ou bill de DHSV peut être

3) Flow coupling:

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

4) blast joint:

- joint de protection descendu avec complétion, placé en face de la zone de production,
- résiste aux problèmes d'abrasion
- épaisseur plus importante flow coupling

5) mandrine à pack latérale SPM

- dispositif descendu avec complétion
- permet de mettre en communication le tubing avec l'espace annulaire.
- utiliser dans les complétions gaz lift
- peut recevoir : GLV, SSD, vanne d'injection de produits chimiques, bouche

6) vanne de circulation SSD

- descendu avec la complétion en position ouvert et sera fermé après la mise en place du fluide annulaire
- positionnée au-dessus du packer
- équilibrer les pressions intérieures et annulaire, ouvert vers haut ou bas
- elle permet :
 - de faire circuler le fluide
 - de neutraliser le puits
 - d'injection de produit

7) Packer

- le packer est un équipement de fond qui est descendu et ancre dans le tubage au **sommet** de la couche productrice
- isole l'annulaire de la pression dans le tubing, protège le tubage contre la corrosion, (l'étanchéité au niveau d'annulaire)

3 types

- recupérable (test) avec tubing
- mécanique / hydraulique
- permanents (production)
- mécanique / hydraulique / électrique
- recupérable / permanent

8) sièges [Nipple]

- descendus avec la colonne de production, leur emplacement dans le tubing
- conçus pour recevoir différents outils et instruments de mesure
- usinés avec un alésage et un profil déterminé pour permettre l'ancrage des différents dispositifs descendus dans le tubing, ^{est utilisé pour} isoler la couche de produit
- le siège situé **sous** le packer, est fonction des besoins des opérations d'intervention
- 2 types
 - sélectifs
 - non sélectifs. [Nogot]

9) sabot [mule shoe]

- vissé au **bout** de la complétion 45°
- permet aux outils d'intervention descendus jusqu'au fond du puits de rentrer dans le tubing sans difficultés
- guider le passage de la colonne de produit dans le packer

6) Equipement de surface

a) tête de tubage

[casing head / casing head]

b) tête de tubing

[tubing head]

c) tête de puits

[mas. tree]

- Le rôle de la tête de puit:
- supporter le poids de toutes les colonnes de tubage et tubing
- assurer l'étanchéité des suspensions des colonnes de tubage
- supporter la tête de production
- isoler les espaces annulaire de l'intérieur tubing
- contrôler des pression dans l'annulaire et l'intérieur de tubing

a) tête tubage

- rôle → : suspendre les tubages, supporter le poids de tubage.
- Les têtes de tubage sont connectés ensemble soit par des brides soit par des colliers de serrage.

- Les types :
 - a) conventionnelle : chaque tubage suspendu au moyen d'un casing hanger loger dans le casing special.
 - compact : chaque tubage est suspendu à l'aide d'un casing hanger dans le même casing special
- avantage est élimination du temps de montage et de démontage des BOP, à la fin de chaque opération de cimentation mais nécessite plus de rigueur dans la préparation et le calcul d'ajustage.

- pour assurer la suspension et l'étanchéité de tubages on utilise le système mono bloc où l'on fixe les coins de retenue avec étanchéité au bout de tubing

b) tête de tubing

- rôle :
 - suspendre les tubing de production
 - assurer l'étanchéité en tête de tubage précédent
 - support le poids de tubing.

- brièveté :
 - diamètre intérieure doit être au moins égale au diamètre de tubing de prod pour permettre le passage d'équipement complétion, interventions, ...
 - équipée de pointeaux de blocage qui servent surtout à maintenir en place l'olière
 - les sorties latérales sont équipées des vannes qui permettent le contrôle d'annulaire et opération de prod ou inj
 - sert de base pour l'installation de X-Mas tree

- Les types :
- avec olive de suspension
 - Tête de tubing à rampe
 - pour complétion multiple

c) - Tête de production (X mas Tree)

La tête de production est un ensemble de vannes et d'équipement 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.

Rob:

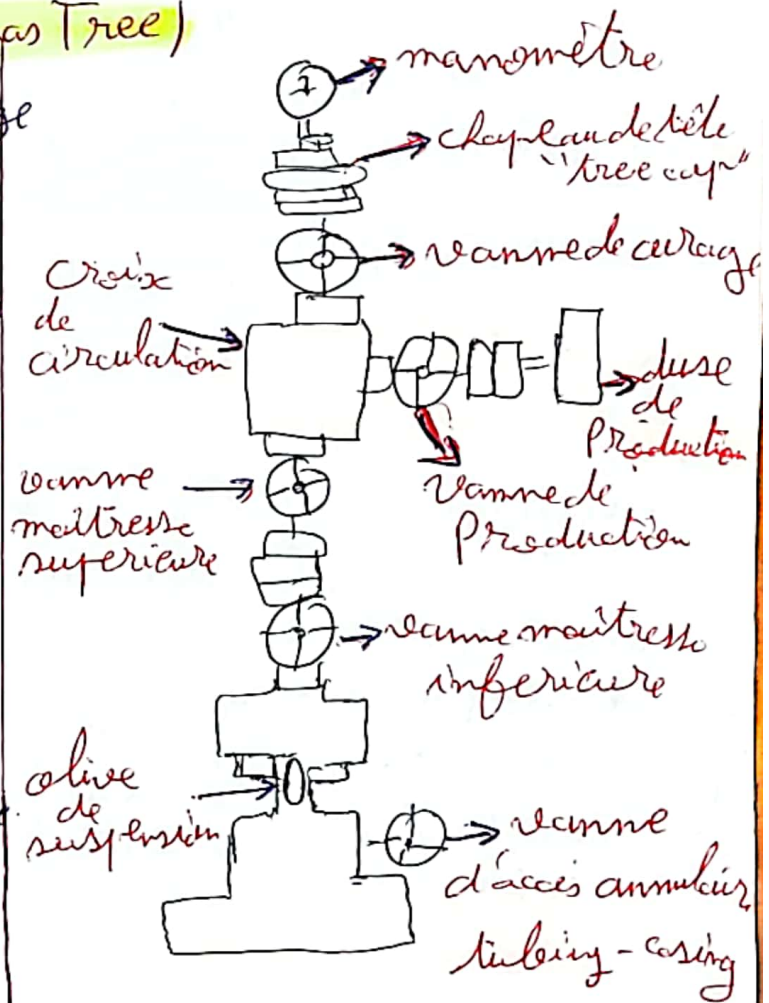
- supporter la pression à l'intérieur de puit.
- le réglage du débit en agissant sur des
- La suspension de la colonne prod et l'accès dans tubing pour le travail sous pression, et l'accès à l'annulaire assurer la sécurité de puit

équipement de X mas Tree

1) vanne maîtresse inférieure [Lower master valve]

- Est maintenue ouverte.
- à commande manuelle qui est rarement utilisée en cours des opérations d'intervention sur le puits.
- utilisée comme vanne de secours pour la vanne maîtresse supérieure

2) vanne maîtresse supérieure [Upper master valve]



- Vanne primaire à utiliser en cas de fermeture du puit.
- vanne automatique peut être à commande hydraulique ou pneumatique
- qui se ferme quand la pression en aval devient supérieure ou inférieure à la pression de tarage
- une barrière primaire pour le contrôle en absence d'outil dans le puit
- ferme auto en cas déclenchement d'alarme

3) vanne de curage [Sueurb valve]

- 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 de l'équipement d'intervention en toute sécurité, nécessite d'isoler la pression puit et d'autre

4) vanne latérale intérieure [flow wing valve]

- vanne manuelle située à la sortie latérale reliant la croise de circulation à la ligne de production
- isoler le puit de la ligne de prod et éviter un éventuel retour du fluide dans le puit.

5) vanne latérale extérieure [fail safe valve]

- vanne automatique située entre la vanne intérieure et porte duse.
- se ferme en cas de variation ^{significative} de pression en surface [augmentation ou chute]

6) vanne intérieure de pompage [kill wing valve]

- vanne manuelle n'est pas généraliser
- situé à la sortie latéral de la croise

- est coté opposé à la ligne de production
- permet la connexion d l'unité de pompage à la tête de puit

7) Les brides et jointures

- Les brides servent à connecter des ~~différents~~ différents éléments de la tête de puit

2 type: $\left\{ \begin{array}{l} 6B \rightarrow ID: \text{jusqu'à } 5000 \text{ Bi} \\ P: 2000, 3000, 5000 \\ 6BX \rightarrow ID: \text{à partir } 13^{\text{e}} \text{ à } 5000 \\ P: 10000, 15000, 20000 \end{array} \right.$

- brides adaptatrice: connecte des brides de différente dimension et pression de service.

- Les jointures: en acier assure l'étanchéité entre deux brides de même dimension et service

R, RX \rightarrow bride 6B

BX \rightarrow " 6BX

8) Duse de production

- est placée après la vanne extérieure de la sortie latérale, elle permet de contrôler le débit et la pression en tête de puit.
- peut être une duse fixe ou réglable manuellement.

Le type de X mus tree

$\left\{ \begin{array}{l} \text{conventionnel} \quad \text{compact} \quad \text{horizontal} \end{array} \right.$

- 11
- Conventiennelle : compose des éléments standards qui sont connectés avec des brides ou clamps.
 - compact : des différentes vannes sont fabriquées en un seul bloc d'acier sans connexion.
 - horizontal : utilisé dans les puits nécessitant remonte fréquent de completion (puits par pompage)

avantages [conventiennelle]
Inconvénient

- l'emplage de la tête de puits peut être modifiée
- le coût de réparation sont relativement moins cher
- les éléments peuvent être changés en cas de besoin

inconvénient

avantage
compact

- plus possibilité des puits au niveau de bride. moins
- hauteur importante que les autres

Les barrières actives de sécurité d'un puits

- Les barrières pour isoler un puits et faire un arrêt d'urgence sont :
 - La vanne SSV en surface
 - La vanne SCSSV sous-surface
 - La pression du fluide dans le puits.
- Les vannes critiques dans un puits sont :
 - La vanne SSV en surface
 - La vanne SCSSV sous surface
 - La vanne d'arrêt d'urgence ESDV

1) SCSSV surface controlled subsurface safety valve :

- contrôle hydraulique de la surface.
- position de sécurité fermée
- réarmement au reworking

2) ESDV : Emergency shut down valve : est une vanne d'arrêt d'urgence qui se ferme automatiquement en cas d'urgence pour isoler le puits et prévenir les accidents

- isoler une installation.
- peut être fermée manuellement
- verrouillée au coffret de commande local

3) SDV: shut down valve

- fermeture automatique par le système de contrôle
- se rouverture à distance ou automatique quand le défaut est éliminé
- peut être fermée localement

4) SSV:

- tête de puit (position vanne montresse)
- position de sécurité fermée
- se rouverture quand faute est identifiée
- rôle de ESDV pour isoler la pression et débit de source particulière lorsque la détection d'un élément dangereux
- rôle de WHCP: well head control panels; control la pression et permettent d'accéder à l'alésage principal du casing au tubing au à l'espace annulaire

Les barrières des puits éruptifs

1) barrière mécanique

a) barrière primaire ou barrière mécanique fermée

- est un dispositif de contrôle utilisé en permanence comme moyen de fermeture depuis durant les opérations d'intervention
- Presse étoupe / bête d'injection de graisse / ras → wire line
- stripper / clayet anti retour → coiled tubing

stripper / clayet anti retour

BOP annulaire → snubbing

b) barrière secondaire

ou barrière mécanique opérable

- dispositif de contrôle utilisé en cas de défaillance de la barrière primaire:
- obturateur à mâchoires
- vanne de tête de production
- vanne de sécurité subaiguë

• obturateur à fermeture circulaire

• obturateur annulaire

2) barrière de fluide

- peut être considérée comme une barrière effective après un certain temps d'observation
- boue de forage
- saumure
- landner / landouze

Les interventions sur le puit.

①

de mesure

- contrôle journalier et régulier des paramètres de prod pour le puit et C.T pour une production optimale tout en préservant le gisement, la mesure de **température et pression** et des prises d'échantillon

②

d'entretien

- relativement simple, réalisable dans le puit en exploitation et donc sous pression, à l'aide des moyens légers.
- concernent principalement l'équipement au laison court/tron

③

de reconditionnement (reprise de puits)

- des opérations mettant en jeu des moyens plus lourds.
- dans les puits **nettoyés** **tués de puits** [work over].

en tête de puit

- mesure de pression et température
- voir des prises d'échantillon
- la variation d'un paramètre [calorimétrie, pourcentage d'eau ou gaz, bouchage]

1) mesure

dans le tubing

- le calibrage pour vérifier qu'une opération de travail au câble est possible. [enregistrement]
- vérifier problème de corrosion ou dépôt

en bord de puit

- Top sélement → prise d'échantillon pour analyse, mesure P, T, ρ
- les logs de production

sur la tête

- le réglage du débit, l'ouverture et fermeture de puits, graissage des vannes, vérification des systèmes de commandes de vanne SSSV, SSV



préventive

2) entretien

au tubing

- pour le dépôt et corrosion → nettoyage par grattage
- injection d'un essant de paraffine
- l'inhibiteur de corrosion
- remplacement SSV, G.LV
- repêchage de poisson

en bord de puit

- nettoyage de bord
- une cuillère à sédiments
- reperforation, pompage de $perfor$ la surface → lavage des perfa à l'acide

curative

3) reconditionnement

① défaillance de l'équipement

- en tête de puit
- au niveau des SSSV
- " " des tubulaires
- " " d'équipement de bord

② modification de conditions d'exploitation

- chute de débit

③ réparation et modification de la liaison court/tron

- foras, acidification
- contrôle de câble

④ changement l'objectif de puit

- prod → injection

⑤ instrumentation

Problemes

solution

- La variation des paramètres (P, T, K, Q)
- Basse de pression de gisement
- variation du pourcentage d'eau/gaz
- Bouchage
- perforation du tubage de prod
- Dépôt de sel, corrosion

- intervention avec un appareil léger (snubbing, coiled tubing)
- intervention avec un appareil lourd (Work over)
- Travaux aux cables (wire line, slick line)
- stimulation: fracturation, acidification
- Traitement de corrosion.

slick line

Travail au câble

wire line

1) **Définition**: Le travail ~~au~~ câble est une technique qui permet d'intervenir dans le puits en exploitation en utilisant une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, placer et récupérer dans le tubage les outils contre et nettoyage de tubing en toute sécurité. Les outils sont manœuvrés depuis la surface.

- wire line → fil conducteur / opération électrique
- slick line → fil ^{l'unité} non conducteur / opération mécanique, standard

2) **Composition de l'unité**:

- Groupe puissance / une cabine de contrôle / un treuil / speeling head / Tensiometre.

1) **Groupe de puissance**: sont équipées d'un moteur diesel entraînant une à deux pompes hydrauliques pour le contrôle de treuil.

2) **Cabine de contrôle**: placée derrière le treuil
- équipée d'un ensemble d'appareillage de mesure de la profondeur et de contrôle de pression.

3) **Trawl**: un dispositif utilisé pour enrouler, stocker et dérouler le câble.

4) **Spooling Head**:

- permet le contrôle de l'enroulement et le déroulement du câble, indiquant la côte du train d'outil dans le puits.
- relie au depthmètre dans le cabin

5) **Tensionmètre**

- permet l'attache de la poulie de remonte à la tête de puits
- la tension de câble est transmise à l'indicateur de poids au moyen d'un flexible hydraulique.
- Le câble passant par la poulie de remonte un angle 90°

3) - **Equiptment de service line**

- adaptateur
- T de circulation
- obturateur (BOP)
- SAS
- presse étoupe / tête d'injection de graisse
- raccord d'injection de produit chimique
- balaitage le pont outil (caultrap)
- remonte d'égénération des P
- clapet anti retour

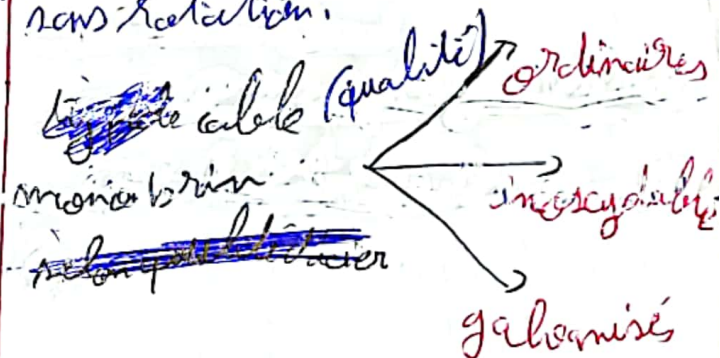
équipements
de contrôle
et pression

- essuie-câble.
- sheering nipple

[slip line]

4) **Travail au câble mono brins**

- une procédure qui utilise un fil continu lisse en acier de très haute résistance afin de manoeuvrer les outils d'intervention.
- Le câble est opéré verticalement sans rotation.



4-2) **Utilisation**

- installation des dispositifs de contrôle de débit
- // // // de mesure de P et T
- // des vannes GLV
- perforation, grutage et nettoyage
- repêchage de poisson, échantillonnage
- descent et remonte (packer, denses, chape)

4-2) **avantages**

- rapidité dans le montage et démontage et des manoeuvres des outils d'intervention
- habilité de travailler sur puits sous P
- bonne flexibilité
- coût des opérations réduit.

4) Inconvénient

- facile d'endommager
- faible résistance à la traction,
- Le câble ^{devient} gâché / fragile dans la corrosion
- ~~Le câble n'est pas durable~~

5) Équipement de contrôle de pression

1) Presse-étoupe "stuffing box"

- un dispositif de confinement primaire placé à l'extrémité ^{barrière} supérieure du SAS, ~~monté à l'extrémité~~
- permet le passage du câble tout en assurant l'étanchéité ~~autour~~ et obstruée le puit pour empêcher le fluide de s'échapper. ^{contrôle la} ~~pression~~ manuelle et hydraulique ^{de} ~~la~~ ^{cable}

2) SAS:

- installé entre la presse-étoupe et les BOPs.
- permet le montage et le démontage du train dans un puit sous pression.
- permet l'égalisation de pression autour de train maître line de façon à entrer dans le puit.
- réduire la traction du câble
- support le câble et sa position dans le puit

2-1) Le choix du SAS

- La pression maximale en tête de puit
- Le type de fluide dans le puit
- Le diamètre de l'outil
- La longueur du train
- ~~La température de~~

3) BOP maître line

- Le BOP maître line est un dispositif de sécurité utilisé pour fermer le puit, il est installé entre la tête de production et le SAS.
- sont équipés d'une vanne d'égalisation de pression, cette vanne est utilisée pour équilibrer les pressions de part et d'autre de la mâchoire du BOP avant d'ouvrir les mâchoires du BOP.

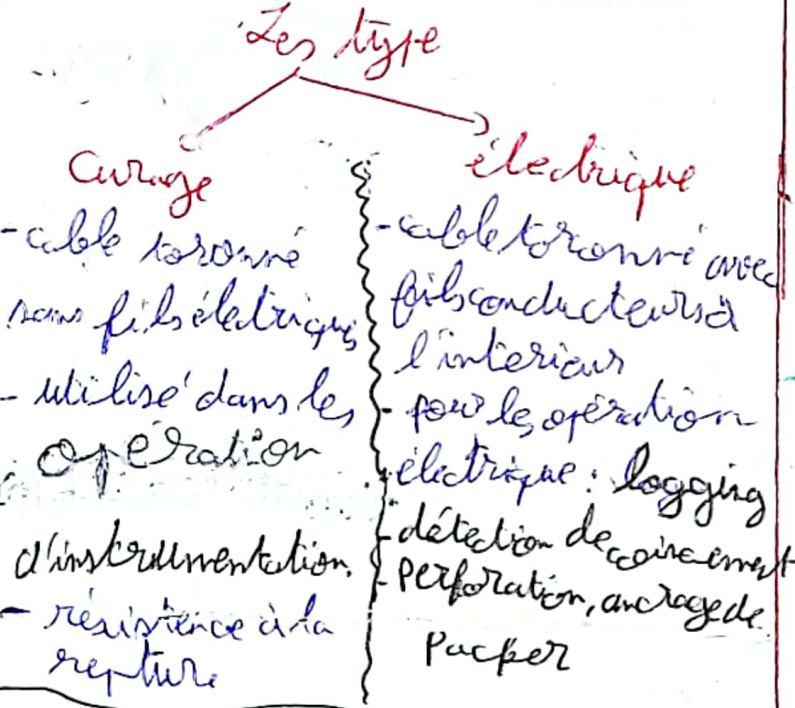
Les types $\left\{ \begin{array}{l} \text{hydraulique, manuel} \\ \text{simple / double / triple} \end{array} \right.$

Adaptateur: monté au sommet de la tête de prod sur lequel on installe BOPs, le riser, T d'articulation

- 5) Tête de circulation: placée entre l'adaptateur tête de puit et BOP.
- utilisée pour tester les échantillons de surface et pour pomper à l'intérieur du puit.

6) **Tool Joint**: placé sous le sas
 - utilisé pour empêcher la chute du
 train noir line dans le puit quand il y a
 rupture du câble au niveau du pope
 Rocket

5) **Travail au câble à fils multiples**
 - une procédure qui utilise un câble
 toronné
 - effectuer des travaux plus sûrs
 que dans le cas du câble monobrin



- **tête d'injection de graisse**
 - au sommet de Sas
 - assurer l'étanchéité autour du câble
 toronné à l'aide de graisse pompée
 sous pression

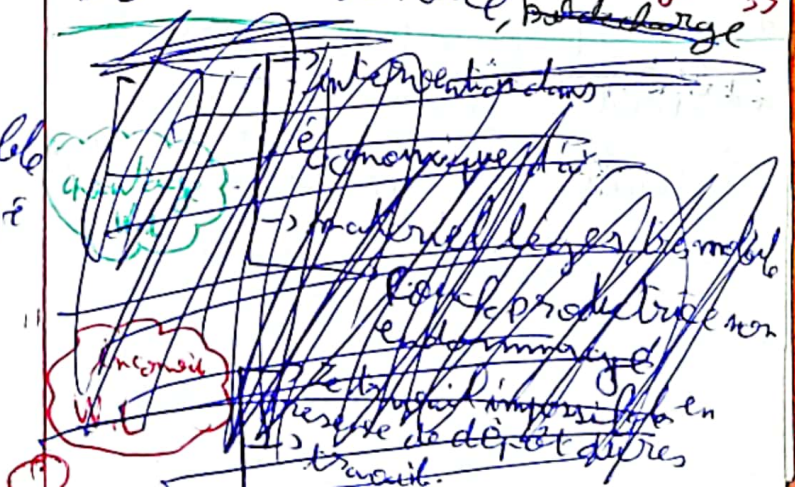
accessoires

- **clapet anti retour** (17)
 - placé sous la tête de grouting
 - joue le rôle de plongeur dans
 le système de la presse étoupe

- **Essuie câble (line wiper)**
 - placé au niveau de la poubie
 de remoi, utilisé pour nettoyer
 à la remontée les câbles de
 gros diamètres

Shocking nipple
 permet l'installation des
 Bol noir line utilisé pendant
 les opérations de perforation
 sur les appareils de forage et W.C.

- **équipement de fond** (La garniture)
 - attach du câble « rope socket »
 - Tige / la barre de charge « stem »
 - coulisse de battage « jaws »
 - joint à rouleau « multiple joint »
 - outil de service, ~~bar de charge~~



(18)

avantages
W.Linconvénients
W.L

- intervention dans le tubing sans tuer le puits
- économique d'argent, matériel léger
- couche productrice non endommagée
- ~~production~~ ^{et} très mobile, ~~rapidité de montage~~ ^{et} ~~démontage~~
- travail est impossible en présence de dépôt dur
- travail très difficile dans puits dévié
- travail demande un personnel très qualifié

coiled tubing

1)

Définition: Le travail au coiled tubing est une procédure qui consiste à faire manœuvrer un tubing métallique continu de faible diamètre dans un puits neutralisé ou sous pression.

2) Les domaines d'utilisations

- Le forage avec un moteur hydraulique
- Les opérations de perforation
- Le nettoyage de dépôts et sédiments.
- Le remplacement des bouclonnables et aimants
- L'acidification
- Le démarrage et neutralisation de puits
- La descente et remontée des outils au câble
- Les opérations de logging
- // // // fraisage et repêchage
- Le forage de puits déviés.

3) Les avantages de C.T

- facile à transporter
- temps de montage et démontage réduit
- vitesse de manœuvre élevée
- utilisé sur des puits sous pression
- circulation en cours de manœuvre
- utilisé pour faire des opérations de logging sur puits horizontal

4) Limitation de C.T

- faible résistance à la traction
- pertes de charge élevée
- limitation à la pression maximale
- risque de corrosion par acidification
- ~~La confirmation de toutes les forces~~
- ~~ci-dessus~~
- facile à endommager à cause de son épaisseur.
- limitation de la durée de vie à cause des forces de flexion

(10)

3) L'équipement de surface:

- calaire de contrôle
- Tambour de stockage de tubing
- Groupe de puissance
- Col de cygne
- tête d'injection
- stripper
- ensembles des BOPs

1) calaire de contrôle

- permet à l'opérateur un bon choix de vitesse
- surveiller les équipements de surface en particulier le déroulement et l'enroulement de tubing
- il peut surveiller:

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> o P. de circulation o P. de tête de puit o poids de tubing o BOP o tête d'injection | <ul style="list-style-type: none"> o profondeur d'outil o vitesse de manœuvre o débit de circulation o volume pompé o freuil o stripper |
|---|---|

2) tête d'injection, utilisée pour manœuvrer à l'aide de deux moteurs hydrauliques qui entraînent deux chaînes continues sur lesquelles sont montés des éléments de grippage qui poussent le C.T. dans le puit.

3) Col de cygne [goose neck]

Le col de cygne est un guide simple qui reçoit le tubing après son déroulement du tambour et le guide à passer dans la tête d'injection.

4) Stripper:

un élément d'étanchéité qui est installé sous la tête d'injection très proche de l'élément de grippage de la chaîne de la tête d'injection afin de prévenir le flambage de C.T. pendant la manœuvre.

- Stripper → barrière primaire

types →

- conventionnel
- side door
- radial

5) BOPs: un dispositif de sécurité utilisé pour fermer le puit. Ils sont montés directement sur l'adaptateur de la tête de p.

- obturateur pipe ram / obturateur annulaire → barrière secondaire
- obturateur shear / seal ram → barrière tertiaire
- les types de BOPs

⑤ BOP, Quad: composé de 04 rams

- obturateur blind rams: fermer avec étanchéité sur un trou vide.
- obturateur shear rams: couper le coiled tubing
- obturateur slip rams: suspendre le tubing dans le puits sans faire étanchéité
- obturateur pipe rams: pour obtenir une étanchéité positive contre le tubing.
- cette arrangement pour couples de coiled tubing en toute sécurité en cas d'urgence

B) BOPs combi (combines)

un obturateur double avec 2 rams seulement

- obturateur blind / shear rams: utilisé pour couper le tubing et pour étanchéité sur un trou vide.
- obturateur slip / pipe rams: suspendre et faire l'étanchéité sur le tubing.

c) BOP annulaire.

- utilisé dans les opérations qui nécessitent l'utilisation d'un système de déplacement
- utilisé pour: permettre fermer avec

étanchéité sur différents diamètres de C.T

- placé au dessus de Quad, au dessus dessous le système de déplacement

d) obturateur shear / seal

- installé entre de la tête de production et l'ensemble des BOPs, utilisé comme barrière tertiaire en cas de besoin

6) système de déplacement

dans le cas où la distance transmise (tête de prod et stripper logeur de train) est dépassée → utiliser barrière de contrôle DHSV ou le système de ligne.

- Equipement de fond

4) clayet anti-retour (check valve)

placé au sommet de la BHA, sous les barres de charges.

- considérés comme barrière primaire pendant C.T

2) shear sub (Boss) (relase joint)

- appelé de connecteur hydraulique descendu avec le train d'outil pour libérer le C.T en cas de coincement

~~3) connecteur de C.T~~

~~4) stem (Barres de charge)~~

~~5) coulis (Seal)~~

~~6) l'outil~~

(24)

- 3) connecteur de C.T
- 4) Rotule (Knuckle joint)
→ flexibilité
- 5) stem (Barres de charge)
- 6) courlisse (Jar)
- 7) ~~outil~~ outil

- ~~over~~
- overshoot → réfléchir sur le DD de l'outil
 - spears → réfléchir sur le ID d'outil
 - Les centres centralisés
 - Embouts de jetting → ^{فجر} ^{فجر} ^{فجر}
 - accélérateurs → fishing

- Quelques problèmes au C.T
- rupture du coiled T au fond qui peut engendrer la perte du charge
 - problèmes de friction / brotting
 - rupture de T en surface
 - Écrasement de coiled tubing
 - Ejection du C.T en surface pendant les manoeuvres de remontée à cause d'une pression élevée dans le puit
 - coincement pendant la descente de coiled tubing dans le puit

Snubbing

1) Définition:

une technique utilisée pour ~~manoeuvrer~~ manoeuvrer les tubes obturés utilisant des BOP afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puit sous pression.

2) Les opérations de snubbing

- descente et remontée des compléments
- opération de repêchage
- circulation et nettoyage des dépôts et sédiments.

- acidification et nettoyage des puits
- opération de fraisage
- contrôle des puits.
- opération d'abandon des puits

3) Les avantages:

- rapidité dans le montage et démontage
- facilité de transfert
- capacité de levage importante par rapport au C.T
- perforation sans présence ~~d'un~~ d'un appareil de forage
- réduction du risque d'endommagement de la formation par le fluide de travail

- possibilité d'effectuer des opérations de forage en underbalance
- possibilité d'effectuer des interventions sur un plateau sans mât
- remplace le C.T. lorsque la P de travail risque dépasser la limite et dans les tranchées sur des puits hautement inclinés
- remplace W.O. dans les cas d'impossibilité de monter au mât
- possibilité de descendre une completion
- possibilité d'effectuer du forage de diamètre réduit

4) Inconvénients

- Le travail sous pression ~~est~~ augmente le taux d'erreur et d'accident.
- Le temps de manœuvre est relativement très long.
- le flambage est important ce qui accélère la fatigue des tubings et tiges
- difficile à utiliser sur des appareils submersibles à cause des mouvements dus à l'effet de vagues

5) Les types :

- mécanique
- hydraulique

6) Équipements :

- l'ensemble de vérin hydraulique
- un tube guide
- la fenêtre d'accès
- Les snub mobiles
- Les snub fixes
- La tête rotative
- un clé automatique
- une passerelle de travail
- un panneau de contrôle
- un groupe de puissance
- les strippers
- un système de circulation
- un joint télescopique
- Les obturateur (B.O.P.)
 - a) l'ensemble de vérin hydraulique
 - composé d'un ou plusieurs cylindres hydrauliques montés en position verticale, utilisé pour remonter ou descendre la garniture de snubbing
- b) tube guide : placé à l'intérieur de la fenêtre d'accès et de vérin hydraulique pour éviter le flambage
- c) fenêtre d'accès (accès window) utilisé pour changer les garnitures de strippers et assembler et désassembler les équipements de grand diamètre

d) snubles mobiles (traveling slips)
- attachés à la tête mobile des vérins.

- **slips mobiles**: qui travaillent du fond jusqu'au point d'équilibre
- **snubles mobiles**: pour empêcher l'éjection de la garniture hors du puit entre le point d'équilibre et la surface.

e) snubles fixes (stationary slips)

- permettent de caler la garniture dans une position fixe quand les snubles mobiles sont relâchés.

slip fixe: supporter le poids de la colonne entre le fond et le point d'équilibre

snub fixe: maintenir la garniture dans le trou quand le bout de la garniture est entre le point d'équilibre et surface

f) tête rotative: permet la rotation durant les manoeuvres et les opérations de nettoyage, fraissage, repérage.

g) clé automatique: utilisée pour le vissage et dévissage des tubings

h) Strippers:

- un dispositif de confinement primaire, placé au sommet de BOP tant que la pression de tête < 2500 Psi
- tant que la P de tête > 2500 → la barrière primaire devient le pipe ram ou BOP annulaire et le stripper dans ce cas essuie la garniture et empêche la chute

d'objets

i) joint télescopique permettant de scouler un tubing au la tête d'injection et le flexible au dessus de ~~scier~~ **scier**

j) obturateurs (BOP)

- permettre la fermeture du puit en cas de défaillance de stripper

1) BOP Annulaire: situé au top fermeture des différent diamètre et même trou vic.

2) BOP à mâchoire: sont disponibles en simple, double ou triple, équipés avec des mâchoires à fermer

- totale (Blind rams)
- totale et écaillante (Blind shear rams)
- un diamètre donné (pipe rams)
- une série de diamètre (variable rams)

7) Les Barrières:

a) intérieure

primaire

- clapet anti retour bille ou palette

secondaire

- Forêt:
 - pump down plug avec siège
 - surface:
 - geyser valve
 - valve de sécurité
 - stabilizing valve

- Problèmes associés au snubbing:
- fuit au niveau de la garniture d'étanchéité du stripper
 - " " " de stripper dans
 - " " " du BOP annulaire
 - arrêt accidentel de groupe de puissance
 - rupture de la garniture tubing

W. cover

1) **Définition**: est l'ensemble des opérations relatives à la reprise à la ~~de~~ d'un puit et son rééquipement qui a pour but soit de maintenir le puit dans les conditions initiales de fonctionnement qui ont subi une dégradation, soit de l'adapter à des nouvelles conditions.

- consiste à résoudre des problèmes survenus sur un puit soit
- au niveau de formation: colmatage, prod d'effluents non désirée
- au niveau de profil: corrosion de tubage ou tubing

2) **But de Work over**:

- déséquiper totalement ou partiellement le puit
- tester les équipements en place tubage.
- réparation ou modification de la liaison coude/trou
- reconversion des puits (Prod \rightarrow inj)
- optimisation des équipements
- contrôle des venues eau/gaz

3) **Types de W.O.**

a) préventive:

b) curative:

- avantage
- augmentation de la production
- ~~prolongement~~
- prolongation de la durée de vie de puits
- réduction des coûts par rapport à nouveau puits

Inconvénients :

- coût élevé de l'opération
- risque pour la sécurité des travailleurs

- Domaine d'application

- changement de puits
- stimulation : frac, acid
- abandon de puits
- descente et remontée complète

Définition : consiste à mettre en place par pompage un fluide de densité telle que la pression hydrostatique exercée par le fluide sera légèrement supérieure à la pression de gisement ($P_{\text{fluide}} > P_{\text{équilibre de } P_{\text{de pores}}}$)

2) But

- pour travailler dans de conditions sécuritaires et éviter le risque de venue.
- principe général est de maintenir la pression sur le fond de puits > la pression de formation

3) Le choix

- | | |
|----------------------------|--|
| - type de fluide de F | $\left\{ \begin{array}{l} - P_{\text{de service des}} \\ \text{équ. de surface} \\ - \text{possibilité de} \\ \text{circuler directe} \\ \text{ou inverse.} \end{array} \right.$ |
| - Pression des pores | |
| - perméabilité | |
| - état de casing et tubing | |
| - type de complétion | |

4) Les méthodes :

- a) circulation (Directe / inverse)
- b) - bullheading

Q) re.

a) Circulation : Directe

- consiste à circuler le fluide de contrôle de l'intérieur du tubing vers l'annulaire. par des étapes :

1. démarrage du contrôle
2. tubing plein de fluide de contrôle
3. arrivée du fluide de formation en surface
4. arrivée du fluide de contrôle en surface

a) 2 inverse :

- consiste à évacuer l'effluent

de l'intérieur du tubing par circulation à travers l'annulaire par étapes :

1. démarrage du contrôle
2. évacuation complète de la colonne d'huile
3. annulaire plein de fluide de contrôle.
4. arrivée de fluide de contrôle en surface.

b) par bullpumping

- utilisé dans les puits pour gaz
- consiste à pomper un fluide de contrôle avec force depuis la surface

... dans le tbg afin de squizzer le fluide de formation à travers les perforations tout en suivant le profil d'écoulement de l'interface.

c) volumétriques

méthode conventionnelle qui consiste à faire monter le gaz jusqu'en surface sans circulation, en laissant le gaz se dilendre d'une manière contrôlée

utilisée dans des situations de venue où la circulation de fluide devient impossible

stimulation

~~Définition : toute méthode ou traitement mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production et technique générale appliquées :~~

~~1) Traitement mécanique (fracturation hydraulique)~~

~~2) Traitement chimique (acidification, injection de solvants)~~

~~3) une combinaison des 2 méthodes~~

- Les avantages et inconvénients de neutralisation

Direct

avantages :

- moins de pertes de charge appliquées au fond
- moins de perte de circulation

Inconvénients

- plus temp. de circulation
- risque de migration de gaz
- en cas de tubing de grand diamètre
- plus contamination dans l'annulaire
- plus de pression au début de circulation pour lancer le fluide de completion

$$API = \frac{141.5}{131.5}$$

specific gravity

Inverse

avantages

- moins contamination de fluide de contrôle
- moins de pression appliquée au fond du 1^{er} étage
- moins de temp. pour avoir le retour de fluide de contrôle

Inconvénients

- Perte de charge dans le tubing seront appliquées sur le bœi
- risque de détection du à l'état du fluide annulaire

Bulldozing

avantages

- simple à réaliser
- nécessite un volume de b.c. faible
- peut être réalisé dès que le f. contrôle arrive au fond

Inconvénients

- risque de fracturer le f.
- risque d'endommager la couche productrice
- risque d'éclater le tôle et éjecter de surface

Endommagement

27

1) **Définition**: représente toute les incrustations que ces roches minérales ou organiques qui peuvent altérer la perméabilité naturelle, qui peut être provoqué lors des opérations de forage, tubage, cimentation et complétion du puit.

- Ce phénomène est exprimé par le **Skin** qui a une valeur positive ($Skin > 0$)

2) Localisation des endommagement

Lamabrice

- **Cas externe**: à la paroi du puit: est formé des particules minérales ou organique qui éliminées par grattage
- **Cas interne**: au bord de puit, constitué de fines particules solide, provenant de la bore, ciment, b. complétion
- **Zone envahie**: la zone balayée par le filtrat de bore
- **Zone vierge**: où la perméabilité n'est pas affectée

Les parois de puit: les perforations et le tubing peuvent être le transport de particules solides.

3) Origine et différents types d'endommagement

a) Endommagement dû à la formation

dépôts organiques

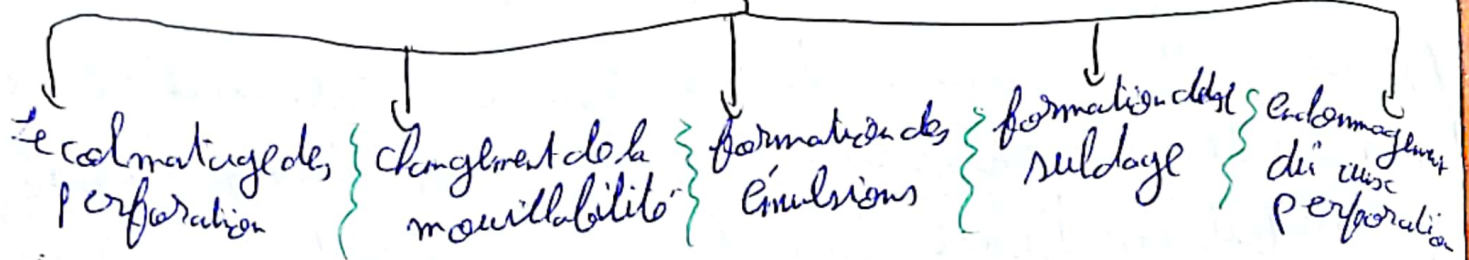
- dépôts d'asphalte,ène,
- les dépôts de paraffine

↓
• chute de pression et température
• perturbation de l'équilibre chimique

dépôts minéraux

- sulfate de baryum ($BaSO_4$)
- carbonate de calcium ($CaCO_3$) (osel)
- ↓
• mélange de eau de formation (baryum) et eau d'injection (sulfate), salinité, température

b) Endommagement dû aux opérations sur puits



c) Détection des endommagements:

- étude de laboratoire et analyse des carottes / essais de puits
- historique complet des puits / Diagrammes de production

d) Définition de skin S

- Le skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits, qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits
- Le skin représente le degré d'endommagement total d'un puits
- Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits qui s'exprime sous la forme suivante

$$S = \frac{2\pi K h}{q B \mu} \cdot \Delta P_{skin} \Rightarrow S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r} \quad \begin{matrix} \text{permeabilité du réservoir} \\ \text{permeabilité de la couche endommagée} \end{matrix}$$

le rayon d'endommagement
r → rayon du puits

- $S > 0 \Rightarrow$ la couche près du puits est colmatée
- $S < 0 \Rightarrow$ / / / / / améliorée
- $S = 0 \Rightarrow$ pas d'endommagement

6). L'indice de productivité est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond et le gisement, c'est un potentiel du puits qui s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire régime permanent par :

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{Q}{P_a - P_f} = \frac{2\pi R k}{B \mu} \cdot \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_s}} \quad \left\{ \begin{matrix} IP_{rel} = \frac{2\pi R \cdot k \cdot 1}{B \mu \ln \frac{r_e}{r_s}} \end{matrix} \right.$$

- rendement d'écoulement R_e : le rapport entre IP_{rel} et IP_{actuel}

$$R_e = \frac{IP_{actuel}}{IP_{rel}}$$

Stimulation

- définition toute les méthodes ou traitement mécanique ou chimique ayant pour l'objectif de l'amélioration de la production, les techniques générale appliquées

1) traitement mécanique \rightarrow fracturation hydraulique

2) traitement chimique \rightarrow acidification, injection des solvants

3) une combinaison des 2 méthodes

fracturation hydraulique

1) définition: est une technique consiste à pompe un fluide réservoir (95% eau 4.5% sable, 0.5% additive) dans le puit à travers un trou ouvert ou un intervalle perforé dans la formation à des pression suffisamment élevées pour fracturer la roche et améliorer la productivité par l'amélioration de perméabilité, augmenter la conductivité

2) Le but

- modification des propriétés pétro physiques de la roche par crée une perméabilité secondaire
- le développement des réservoirs non conventionnel.
- L'amélioration de la production dans les réservoir à perméabilité faible
- crée une chemin préférentiel pour le fluide dans la roche

• Le traitement des endommagement des réservoirs.
• augmentation de la surface de contact entre le réservoir et le puit
• La création d'un rayon effectif du puit supérieur et.

3) Les équipements

- frac tank (réservoir d'eau)
- blender (mélangeur)
- hydratation unit
- réservoir de stockage propant et les additifs (chimical additives, système)
- frac pump (à haute pression)
- High/Low pressure manifolds
- enregistreurs et capteurs
- ~~protection~~ well head isolation tool
- P/Q van
- rôle de well head isolation tool: un dispositif qui permet à la tête de puit

de résister à des pressions élevées, utiliser pour éviter le chapelet de la tête de puits il sert à protéger la tête des puits :

- des pressions élevées
- l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

(i) - **Le fluide de frac** : fluide injecté sous fortes pressions dans une formation géologique

opère à briser des roches dures et peu perméables pour libérer les hydrocarbures
abaisse l'eau → gel linéaire (polymère + eau)
→ gel réticulé

- **Le rôle** :
- ouvrir la fracture
- transporter le proppant le long de la fracture créée

5) Procédure de la fracturation 1) - série de tests sur les installations

2) phase de pompage prepact → utilise pour fracturer la formation et permettre l'initiation de la fracture, faible

3) phase de pompage pack → crée fracture suffisamment large pour permettre à l'agent de soutènement de se déplacer en profondeur dans la fracture

4) phase de pompage proppant

5) phase de déplacement 6) arrêt l'injection et fermer le puits 7) dégorgeant et mise en production

6) Les agents de soutènement (Proppant) sont des produits solides

généralement de sable ou d'un matériau céramique artificiel ou une classe proppant réticulé de résine, qui sont injectés dans les fractures pour remplir l'espace de la fracture dans les opérations de fracturation hydraulique

- Le rôle principal c'est maintenir les fissures ouvertes après les avoir pénétré, maintenir les parois de la fracture séparées.

Traitement terminé et pompage arrêté → la fracture commence se refermer

→ cette fracture remplie par le proppant représente chemin qui assure le passage des fluides de formation → puits → surface

7) Les additifs de fluide de fracturation

- **agent gélifiant (gelling agent)**: dont le rôle est de développer la viscosité du fluide de fracturation
- **réducteurs de filtrat**: augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide dans la formation
 - réduire la résistance entre la solution de frac et les parois de puits
- **réducteur de friction** réduisent les pertes de charge et permettent ainsi l'économie de la puissance: SGA-HIT, F-25
- **réticulant**: développent des très fortes liaisons entre les molécules d'ingel linéaire (Ti, Zr)
- **activateur** permet d'accélérer la réticulation par modification du pH
- **stabilisateurs d'argile**: injection à grand débit, d'une grande quantité d'eau peut destabiliser une matrice à forte argilosité, entraînant le gonflement ou la migration des plaquettes argileuses
- **tensio-actifs, Bactéricides, anti-mousse**

• **La pression de fracturation**: La pression appliquée à un fluide injecté pour créer des fractures dans une formation rocheuse souterraine. Cette pression doit dépasser les contraintes naturelles de la roche et la pression des pores pour permettre au fluide de fracturation de pénétrer et d'ouvrir des fissures dans la roche facilitant ainsi l'extraction de pétrole ou de gaz.

$$P_F = P_{inj} + P_{hyd} - P_{friction}$$

acidification

4) **définition**: est une méthode utilisée pour améliorer la productivité des puits. Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture et pour résoudre plusieurs problèmes dans le puit ou réservoir.

4 le rôle de l'acide

- dissoudre certaines particules obstruant les pores de formation
- solubiliser certains composés de la roche elle-même.
- modifier l'état physico-chimique

3) l'information nécessaire pour acidifier

- le rapport géologique
- " " de production de champ
- " " de complétion de puit
- l'historique de production du puit
- le rapport test

4) les étapes de l'acidification

1) - tube clean et nettoyage de perforation

2) le traitement matriciel

- le preflush: utilise HCl
- le traitement principal: mud acid (HCl + HF)
- avec les inhibiteurs et autres additifs
- l'over flush: HCl + additifs

3) dégorgements du puits

4) placement des fluides de traitement
5) Direction du traitement pour parvenir à problème utilise agents de diversion pour calmer temporairement les puits et parfois les plus ouverts superficiel et forcer le fluide de traitement de pénétrer dans les zones moins perméables généralement utilise la mousse.

4) le rôle de l'acide

- puissance de dissolution

- vitesse de réaction, la pression, température, concentration

4) les additifs: pour:

- améliorer l'efficacité de stimulation
- Diminuer les effets secondaires néfastes.

4) les inhibiteurs de corrosion:

utilisés pour protéger les équipements de fond et de surface mais leur efficacité limitée par de nombreux facteurs: le temps, la température

type d'acide et sa composition par exemple le plus utilisé les alcools insaturés

les dérivés organiques azotés

4) les agents moussants: forment des mousses utilisées comme un moyen de transport et suspension des sédiments à partir du fond vers la surface

4) la réduction de tension interfaciale et superficielle pour améliorer le contact entre l'acide et la roche, la pénétration de l'acide en réduisant les phénomènes capillaires, que la moussabilité

4) la réduction de friction

4) les stabilisateurs d'argile

4) les dé-emulsifiants et anti-sludges

- Les avantages et les inconvénients d'acidification

avantages

- augmentation de la productivité
- amélioration de la performance du puit
- élimination des obstructions
- flexibilité d'application
- nettoyage des puits

inconvénients

- corrosion des équipements
- impact environnemental
- effets temporaire
- réactions chimiques imprévues
- limitation géologique

1. 1. 1. 1. 1.

de la puits d'acidification

DST

1) **Essais de puit** : L'analyse des essais de puit permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puit.

2) **But et objectifs des essais de puit** :

- évaluer la capacité de production ou potentiel de chaque puit
- déterminer la nature et les caractéristiques de l'effluent produit
- mesurer la P^0 régnant dans le gisement et la P^0 en cours de production
- évaluer la perméabilité des zones altérées et la perméabilité intrinsèque

3) **Les types des essais de puit**

- selon la chronologie de test : on a les tests initiaux (DST), potentiels et périodiques.
- selon le nombre de puit : le test d'un seul puit ou à plusieurs puits.
- II le type de puit : test des puits producteurs ou injecteurs
- III le mode de test : test de fermeture ou d'ouverture

1) **Définition de DST** : c'est un test juste après le forage pour déterminer les paramètres de couche productrice

- c'est mise en production temporaire pour estimer les paramètres de la couche et la pression, ~~de~~ du réservoir de l'éclat.

2) **But / objectif** :

- confirmer la présence de fluides dans la roche
- connaître la nature des fluides contenus
- évaluer le potentiel du réservoir

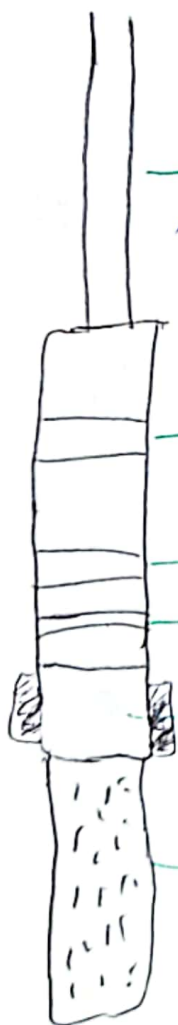
Mise en œuvre. Principe général

- isoler le réservoir.
- décompresser le réservoir (H₂S)
- laisser le réservoir produire dans le puits
- série d'ouvertures et fermetures avec une vanne de fond
- enregistrer la perturbation de la pression du réservoir grâce à des enregistreurs de pression de fond (en fonction du temps)
- interpréter le profil de pression enregistré (well test analysis)

4) Fonction de train de DST (29)

- isoler le réservoir du reste du puits
- décompresser la seule zone productive
- admettre les H₂C jusqu'en surface
- arrêter la production du réservoir à tout instant
- remettre le puits sous contrôle hydrostatique en fin de test
- enregistrer les pressions de fond lors du test
- remonter un échantillon de fluides aux conditions de fond

Équipement de fond



→ train de tiges de forage pour conduire les hydrocarbures vers la surface (tiges et massifs tiges)

→ slip joint

→ vanne de circulation inverse pour laisser les H₂C des tiges en fin d'opération

→ vanne de tester de fond pour ouverture et fermeture

→ enregistreurs de pression et températures de fond

→ packers pour isoler le puits en cas de coincement

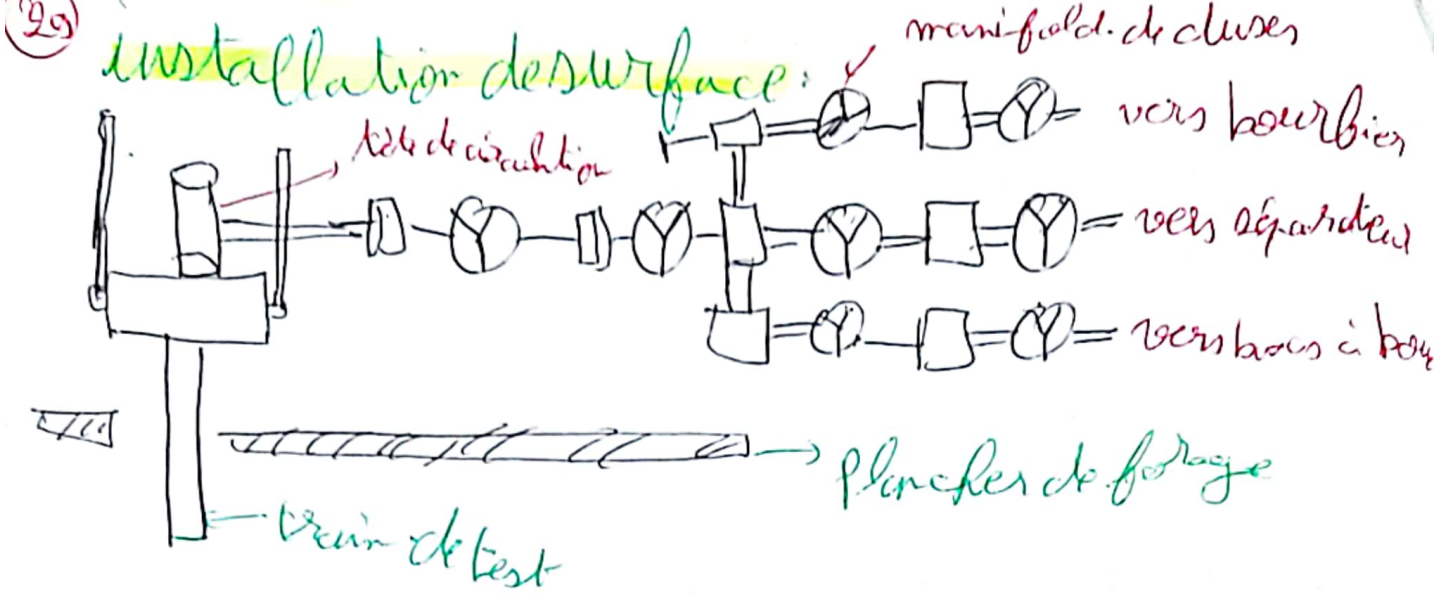
→ packers pour isoler la zone à tester

→ Crépine, pour le passage des fluides dans le train de test

Train de test

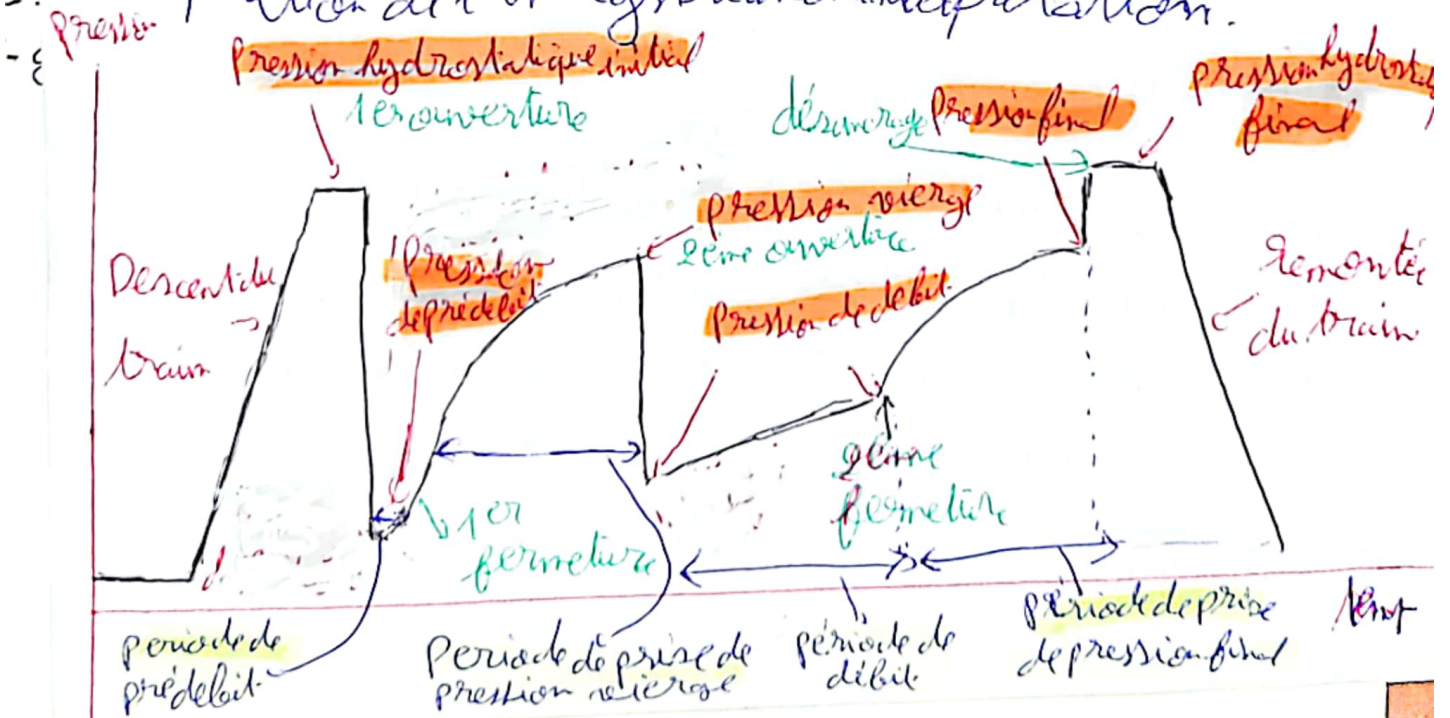
~~slip joint~~

safety joint → Joû packer



5/1e Séquences du test

- Descente et mise en place du train de test
- ouverture pour père débit (dégorgement du puits)
- fermeture et enregistrement de la pression de virage
- ouverture et débit prolongé
- fermeture et enregistrement de pression (2^{ème} braid HP)
- remise sous contrôle hydrostatique par circulation inverse
- Désancrage du packer et remontée du train
- récupération de l'enregistreur et interprétation.



Activation des puits

- lorsque les puits sont peu éruptifs ou non éruptifs, ils s'agit d'utiliser une technique d'activation pour maximiser le produit et ~~une~~ prolonger la durée de vie des puits

1) gaz lift

- 1) **Définition**: cette technique entraîne la diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface des puits en réduisant la masse volumique du fluide produit et aide à remonter le fluide jusqu'à la surface
 - 2) **Le but**: ici de modifier le gradient de pression de l'effluant en allégeant le poids de la colonne. ... par injection de gaz à débit contrôlé continu le plus au fond du puits on réduit ainsi la pression hydrostatique.
- Les types de complétion de GL**: complétion spéil GLS / complétion conventionnelle GLC

avantages

- investissement faible pour l'équipement du puits
- flexibilité, possibilité de traitement
- adaptation sur les puits existants
- possibilité de présence de sable
- matériel réduit sur le puits en surface
- intervention légère sur le puits
- utilisation possible du gaz produit sur place

inconvénients

- nécessité d'une source de gaz
- problèmes d'hydrates
- adaptation du casing au gaz lift
- installation haute pression
- rendement faible (voir 30%)
- problème de redémarrage
- délai de mise en place

2) Surface Rod Pumps (pompe aux tiges)

1) définition:

- c'est une pompe mécanique actionnée par des tiges depuis la surface et c'est d'un système à balancier entraîné par un moteur électrique
- le fonctionnement du SRP dépend aux mouvements ven et vient des tiges de pompage cela nous permet d'acheminer le fluide du fond du puit jusqu'à la surface

avantages

- facilité pour charger le délestage
- adapté aux puits inclinés
- pompage de fluides visqueux
- Particulièrement efficace pour les huiles lourdes.
- pas problème de température
- technologie plus répandue, relativement simple et bien connue sur chantier
- coût non élevé
- compatible avec pression de fond faible et débit faible

limitations

- problème majeur de tenue de tige en présence d'un effluent corrosif
- rendement faible si présence de gaz
- profondeur limitée
- problèmes avec paraffine
- non adapté aux puits déviés
- demande un équipement de surface lourd

Les équipements de SRP

1) Equipement de surface:

Unité de pompage est destinée à supporter le train de tiges et à lui donner un mouvement alternatif elle compose:

- a) un moteur électrique à gaz ou diesel: une alimentation électrique qui est transmise à la pompe pour soulever le fluide.

a) - un réducteur à engrenages relié au moteur par courroies et équipé d'un frein sur la poulie d'entrée

c) un système bielle-manivelle destiné à transformer la rotation en mouvement alternatif.

d) le balancier.

e) un chevalant supportant l'ensemble

f) - une tête de valve utilisée pour mettre sur les diges de pompage. par cette voie aucun mouvement n'est appliqué au-dessus de stuffing box

g) - le contre poids :

(32)

h) - stuffing box / presse-étoupe empêcher la fuite de fluide en assurant l'étanchéité entre les composants

i) Gear box permettant de contrôler le mouvement des composants de surface

k) polished rod / la tige polie la plus haute, elle est généralement fabriquée à partir d'un matériau plus durable que les autres. car elle supporte le poids total de la chaîne

g) - Cable de suspension

h) - commande électrique [armoire de contrôle
cabine de contrôle]

Équipement de fond :

- Les pompes de fond : inserted pump / Les pompes B , Tubing Pump / Les pompes T
- clapets de pompe :
- sucker rods / Les tiges de pompage
- gas anchor / Le piège à gaz.

Pompe ESP centrifuge immergée (Electric submersible pumps)

(33)

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

avantages

- système peut être automatisé
conviennent pour la production des volumes importants de fluide
- bon rendement, conception simple
- installation facile
- son fonctionnement est facile à opérer

limitations

- pas d'accès au réservoir
- endommagement rapide de la pompe en cas de production du sable.
- l'isolation du câble limite son utilisation à haute température
- grande fréquence de reprise de puits due à des pannes électriques.

4) - choix de méthode d'activation

- Critères économique
- critères technique

méthode d'activation

Problèmes	GL	ESP	SPP	PCP
sable	Bon	mauvais	mauvais	Bon
GOR élevé	Excellent	Bon	modeste	Passable
puits dévié	Bon	Bon	Passable	moyen
débit élevé	Excellent	Excellent	Passable	moyen
Profondeur	Bon	moyen	moyen	modeste
simplicité de conception	Oui	moyen	Oui	Oui
souplesse pour les débits	Bon	Bon	moyen	Bon
Présence de dépôts	moyen	moyen	modeste	Bon
Présence de gaz libre	Excellent	moyen	mauvais	mauvais
Effluent risqué	Passable	Passable	Oui	Oui

Notions de Base

• **Porosité**: pourcentage de vide dans la roche

- le rapport entre le volume des pores sur le volume totale de la roche $\Phi = \frac{V_P}{V_T}$

types:

- Φ primaire au cours de la formation de la roche (intergranulaire)

- Φ secondaire: sous l'effet de la dissolution, fissuration, fracturation

• **porosité totale**:

le rapport du volume totale des pores sur le volume totale de la roche, ou la somme de porosité utile et résiduelle

↓
pores connectés

↓
pores non connectés

• **La perméabilité**: c'est le paramètre clé pour le réservoiriste et le producteur, la capacité d'un milieu à laisser traverser le fluide facilement sous l'effet d'un gradient de P

- l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores

- par la loi de darcy:

$$Q = K \cdot \frac{A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

$\overset{\text{perméabilité}}{K}$ $\overset{\text{surface}}{A}$ $\overset{\text{pression}}{\Delta P}$ $\overset{\text{longueur}}{\Delta L}$
 $\overset{\text{débit}}{Q}$ $\overset{\text{viscosité}}{\mu}$

- Permeabilité absolue: existence d'une seule phase de fluide

- Permeabilité effective: deux phases fluides ou plus au sein de milieu poreux

- Permeabilité relative: le rapport entre les 2 types

• **saturation**:

= capacité de stockage de la roche, a un effet important sur le drainage et le développement de réservoir

- une partie des pores de la roche est remplie par (gaz - huile - eau) partiellement ou totalement

$$\left. \begin{aligned} S_W &= \frac{V_{Wp}}{V_P} \\ S_O &= \frac{V_{Op}}{V_P} \\ S_G &= \frac{V_{Gp}}{V_P} \end{aligned} \right\} = 100\%$$

• **moillabilité**:

capacité d'un fluide d'être étaler sur la surface d'un solide

- capacité préférentielle de la roche d'être recouverte par un film de fluide:

[angle de contact, $P_{capillaire}$, $I_{moillabilité}$]

• **GOR**: le rapport entre le gaz produit et huile au cours d'un moment donné $= \frac{V_g}{V_o}$

• **WOR**: volume d'eau associée à la production d'un volume d'huile de stockage $= \frac{V_w}{V_o}$

Diagraphie

1

Def. Diagraphie: est l'enregistrement continu d'une caractéristique des formations traversées par un sondage en fonction de la profondeur.

Diagraphie différentielle: l'enregistrement lors d'un arrêt ou en fin du forage. Des outils spécifiques sont descendus dans le trou de forage à l'extremité d'un câble.

Objectives:

- Suivre la lithologie des roches.
- Faciliter l'interprétation de la lithologie
- Epaisseurs et limites de la couche
- Estimation des propriétés pétrophysiques des roches (porosité, perméabilité, saturation...)
- La nature du fluide.
- échantillonnage solide et fluide de formation
- Détermination de P^o et T^o de réservoir
- Caractérisation des failles, fractures et stratifications.
- corrélation entre sondages
- Les outils de diagraphie électriques

permettent de mesures des paramètres:

- Le potentiel spontané (PS)
- Les radiations: naturelle (GR)
- Le log acoustique (sonic)
- La résistivité électrique (resistivity)
- Le diamètre de trou (caliper)
- La porosité (neutron log / density)
- Le P^o de formation (IMDT)
- Perforation (TCP) - Température (BHT)

1) Log PS: La polarisation spontanée

représente l'état de polarisation naturelle des parois du puit par les anions (-), cations (+)

- est un enregistrement des différences de potentiel électrique dues à des causes naturelles

- ces différences sont mesurées entre une électrode de référence fixe, placée en surface, et une électrode mobile qui parcourt tout le long du forage

- utilisé pour identifier des lithologies, valeurs d'argile, les bancs perméables. la courbe PS montre une déflexion à droite (+) ou à gauche (-) en fonction de la salinité de la boue et l'eau de formation.

- à gauche (-): $R_{mf} > R_w$ (salinité boue > salinité eau) \Rightarrow PS normale

- à droite (+): $R_{mf} < R_w$ (salinité boue < salinité eau) \Rightarrow PS inverse

- $R_{mf} = R_w$: PS plat

2) Log Gamma-ray : GR

- mesurer la radioactivité globale naturelle des formations, unité de mesure est "API"
- Le GR peut être enregistré en trou ouvert / tubés, vide / remplis et dans n'importe quel type de boue.
- Le log GR apporte des informations qui aide à l'interprétation lithologique, préciser les limites / épaisseurs des couches, T_p de formation, Identifier les réservoirs, Estimer le % d'argile dans la couche rés., sert pour la corrélation et enregistrement des courbes diagraphie

- **Définition simple** : est un type de journal de puits utilisé pour identifier le type de la roche et indique l'intervalle perforés et productifs, fait la distinction entre le grès et le schiste (shale)

- Les types de GR :

- **GR total** : un standard dont l'outil est constitué d'un compteur de radioactivité naturelle des roches.

- **GR spectral** : utilisation d'un spectromètre permet de distinguer entre la radioactivité à travers le milieu et l'énergie des radioactivité :

GR de (K) potassium
... (TR) Thorium
... (U) Uranium

outil spectromètre GR metal GR K+Th+U
CGR : corrected GR K+Th

3- Log résistivité :

- **La résistivité** : La propriété physique qui détermine la capacité de ce milieu à laisser passer le courant électrique (conductivité électrique)
- **invasion des fluides** : c'est la pénétration de la boue de forage dans les formations poreuses chassant ainsi les fluides plus loin des parois du forage
- la boue de résistivité R_m remplit le trou
- La filtration a laissé un **muilage** de R_{mc}
- pour mesurer la résistivité électrique par la formule suivante : $R = \frac{\rho \cdot L}{A}$
coefficient de sonde

- **Diagramme de résistivité** : dépend de la composition de la roche, élément solide et de la nature des fluides contenus.
• Le principe de mesure : consiste à envoyer un courant électrique (I) dans le sol et mesurer la différence de potentiel entre l'électrode de surface (référence) et celle descendue dans le trou de forage (récepteur). On enregistre la résistivité et la conductivité de forage.

- Distance entre émetteur - récepteur est espacement, on distingue macrodispositif micro " " "

- Les types de sondes :

2

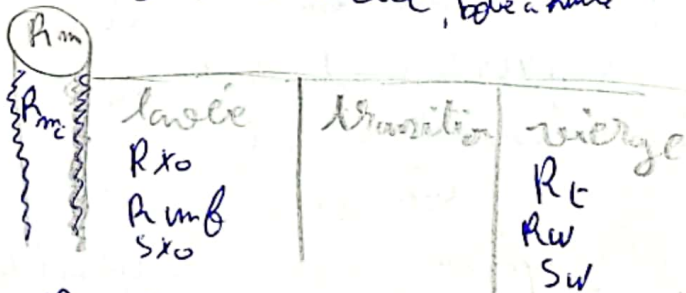
Dispositif normal

- Petit normal: N16" (AM=40cm) : donne une valeur RX0
- Grand normal: N64" (AM=160cm) : " " " " RX0, RT

Dispositif latéral: M et N très proche et le point de mesure O au milieu de MN

Dispositif focalisés: utilise on car boue très conductrice Basse encore les lectures: LL7, LL3, Dual laterlog
 e. de moye 1m e. de moye 30cm LL7 LL3

dispositif par induction en cas la boue non conductrice, boue à haute



$$R_c = R_w \cdot F = R_w \cdot a \cdot \phi^{-1m} = R_w \cdot a \cdot \phi \cdot S_w^{-2}$$

$$R_{x0} = R_{x0} \cdot F = R_{x0} \cdot a \cdot \phi^{-1m} \cdot S_{x0}^{-2}$$

4) Diagraphie Sonique (Log sonique)

est l'enregistrement de la variation du temps de parcours (DT) dans la formation en fonction de la profondeur.

Le principe: consiste à émettre une onde sonore dans la formation par un émetteur (o plus) et de capter cette onde par un récepteur (o plus) placé à une certaine distance de l'émetteur. Le log mesure: le temps de transit DT entre émetteur et récepteur

L'amplitude de l'onde reçue il y a 2 type
 onde longitudinale / transversale

l'enregistrement du temps de propagation de l'onde dans le puit est affecté par la boue de forage, la matrice et porosité
 application: (outil BHT)

- Détermination la porosité de formation et des fractures
- identification de la lithologie et des fractures
- calibration des données sismiques

5) Diagraphie densité

Principe: basée sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis à un bombardement radioactif
 - on bombarde la formation avec une source de rayons gamma (RX) à énergie entre 0,1 et 1 MeV

ces photons entrent en collision avec les électrons de la matière et perdent de leur énergie selon 3 effets:

- effet photoélectrique
 - ... compton
 - ... de production de paires
- Le signal reçu est fonction du nombre d'électrons par cm³ de la formation C. à dire densité

combinaison avec d'autres diagraphes particulièrement de porosité et de radioactivité naturelle

- application
- calcul la porosité
- déterminer la lithologie
- identification de la minéralogie
- // // les fluides saturant les pores
- déterminer uoc, goc

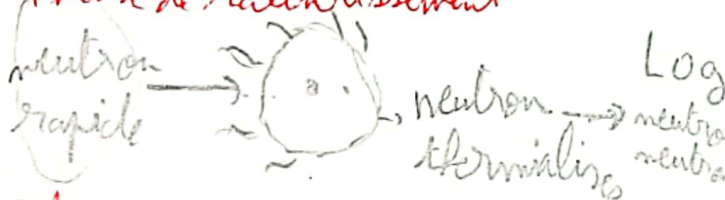
6). Diagraphie neutron :

On bombarde la formation avec des neutrons provenant d'une source chimique dans l'outil, mesure le rayon de formation en fonction du nombre des atomes d'hydrogène présents.

Principe :

on so... une formation à un bombardement intense des neutrons de haute énergie 4,5 MeV avec une vitesse initiale élevée appelé neutrons rapides. les neutrons sont entrés en collision inélastique et élastique avec les noyaux d'hydrogène et perdent progressivement de leur énergie suivant des phases :

Phase de ralentissement



Phase de diffusion : l'énergie reste moyenne
Phase de capture



Les types de diagraphie neutron :

• neutron - neutron épithermique : énergie entre 0,025 et 100 eV

• neutron - neutron thermique : énergie 0,025 eV

• neutron gamma : mesure la densité des rayonnement gamma dus à la capture des neutrons par la formation.

Source neutron

bombardement du Béryllium par des rayons d'Hélium ^4_2He



Les outils : mesurer les neutrons selon la nature :

- neutron rapides (épithermique) SNG
- neutron lents (thermique) NL
- rayons gamma de capture GNT

application :

- Déterminer la porosité
- identification de la lithologie et la nature de fluide avec log densité
- Les analyses des séiments
- Les zones de gaz, huile, eau
- argilosité (faible valeur de ϕ)

7). Diagraphie d'évaluation de ciment

CBL : (ciment Band Log)

Pour étudier la cimentation de tubage

Principe de CBL (émetteur et plusieurs récepteurs) : 1500 et 3000 Hz. Un train d'onde de fréquence entre 1500 et 3000 Hz. cette onde traverse la bague passe dans le tubage, le ciment et la formation. Si ces divers milieux sont couplés acoustiquement puis est détecté par un récepteur.

La détection de la première arrivée se fait suivant le même principe que celui de la mesure de temps.

de propagation. l'amplitude de
cette première arrivé est mesurée
le signal reçu traité et affiché
sous forme de micro sismogramme

1^{er} cas : tubage libre \rightarrow grand valeur
d'amplitude très forte de CBL

2^{eme} cas : tubage bien ciment   \rightarrow faible valeur
d'amplitude ~~tr  s~~ faible de CBL

3^{eme} cas : tubage mal ciment   \rightarrow amplitude
moyenne

• enregistrement de train d'ondes

VDL :

il

Forage

1) Définition: l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux

2) Les types de forage: selon:

• Termin: onshore, offshore

• Géométrie (profil): vertical,

• Directionnel (Horizontal): Short Radius Medium Long

• mode: Rotary, turboforage
Barbattage

• But: Exploration, Développement, Production ou exploitation

3) Le rôle d'appareil de forage: réaliser dans les meilleures conditions techniques, économiques et sécurité un trou reliant un réservoir des Hc à la surface

4) classification:

- légers: 650 hp, 2000m
- moyens: 1300 hp, 2000-3000m
- lourds: 2000 hp, 3000-5000m
- superlourds: 3000 hp, 5000m

5) équipement:

surface	fond
- de levage	- tiges de forage
- de puissance	- masses tiges
- de rotation	- équipement auxiliaires
- de circulation	- raccords divers
- de sécurité	- outil de forage

1) Équipement de levage:

- Le mât et la substructure
- Le treuil de forage
- Les moufles fixes et mobiles
- Le crochet de levage
- Le câble de forage
- Réa

2) équipement de rotation:

- La table de rotation / Top drive
- Des barres
- Du carter d'entraînements
- De la tige d'entraînements
- Du raccord d'usure de la Kelly
- la tête d'injection.

3) équipement de puissance:

- appareil à transmission mécanique
- " " diesel électrique
- Courroie de pulpage

4) équipement de sécurité:

- BOP
- gray valve

5) équipement de circulation:

- Bompes, bacs à boue, manifolds
- Tête d'injection

Les paramètres de forage

Hydraulique	Mécanique
- débit	- Pout sur outil
- Pression	- vitesse de rotation WOB
	- Torque à l'avalant ROP

• Equipements de forçat. [garniture]

- principal: masse tige, tige de forçat, tige lourde (fléauynight)

- accessoires
 - outil de forçat abaque au terrain
 - à molette (tricot)
 - diamants (PDC)

- de stabilisateurs
 - alésurs
 - de raccords de fil tige: pour adapter le fil tige

- Les tiges: permet la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forçat

- grade: qualité d'acier et la résistance à la traction et la torsion.

- classe 1 blanché
 - 11. supérieure 11
 - 11 2 jeune
 - 11 3 orange
 - 11 4 vert

- Les tiges lourdes: intermédiaires entre le DP et DC → flexion plus grande vibration

- Les masse tiges: mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges en compression

- fluide de forçat

- maintenir les parois de pur
 - barrière de sécurité
 - nettoyage le trou et remonte à débiter
 - refroidissement l'outil
 allègement de la garniture

Le test

La courbe verticale du sabot
 - Le volume de bore pompé
 - la densité de bore pompé

Les étapes de formation de la roche sédimentaire

1) **altération et érosion** : c'est le processus de destruction de roche préexistante, on distingue 2 types d'érosion

- **physique ou mécanique** : désaggrégation des roches en petits morceaux par des processus physique ou mécanique
- **chimique** : dissolution des éléments chimiques par les eaux qui conduit à la décomposition des roches ou des minéraux

- Les agents de l'érosion : le vent, les eaux, le gel, la température, les forces de pesanteur ...

2) **transport** les sédiments issus de l'érosion peuvent être transportés sur de grande distance par le vent, ou par l'eau dans les fleuves, rivières, ou courants océaniques

3) **dépôt, sédimentation** : lorsque la vitesse de l'agent de transport devient faible pour continuer à transporter les sédiments, ces derniers se déposent le dépôt se fait dans des bassins de sédimentation, le plus souvent au fond des mers, il ya deux classes de dépôts : **détritique, chimique**

4) **diagenèse** le processus physico-chimique qui transforme un sédiment meuble en roche consolidée par 2 étapes

- **compaction** : les sédiments se rapprochent entre eux avec diminution des pores entre les particules, et élimination de l'eau qui se trouve entre les pores
- **cimentation** : les sédiments se lient entre eux par un ciment d'origine chimique dans. transformant en une roche solide.

- La masse molaire apparente

Une des propriétés principales de gaz fréquemment d'intérêt pour les ingénieurs est la masse molaire, si y_i représente la fraction molaire du $i^{\text{ème}}$ composant dans un mélange gazeux, défini mathématiquement par

$$M_a = \sum y_i \cdot M_i$$

$$M_i = \frac{m_i}{n_i}$$

- La solidité d'un rock:

appelée la résistance mécanique, désigne la capacité de la roche à résister aux forces appliquées sans se déformer ni se casser. Par des facteurs influent: composition minéralogique, densité et porosité, présence des fissures ou de failles, condition environnementales.

B_g : le volume de gaz mesuré dans les conditions de réservoir divisé par le volume de gaz mesuré dans les conditions standard

B_g : le volume de huile mesuré dans les conditions de réservoir divisé par le volume de huile mesuré dans les conditions standard

$$B_g = \frac{V_{g, \text{res}} (P, T)_{\text{res}}}{V_{g, \text{std}} (P, T)_{\text{std}}}$$

$$B_o = \frac{V_o (P, T)_{\text{res}}}{V_o (P, T)_{\text{std}}}$$

GOR : quantité de gaz produite en relation avec la production d'huile ou d'un autre fluide. Le rapport de volume de gaz par rapport au volume d'huile en conditions standard

$GOR_{\text{dissolution}}$ R_s : volume de gaz standard récupéré avec un volume unité d'huile de stockage

P_{sh} : La hauteur de pression induit par l'endommagement

A Breviation:

- PHSV: Down hole safety valve
 - WHP: Well head pressure
 - SSV: surface safety valve
 - WV: wing valve
 - ASCSV: Annular surface controlled sub-surface valve
 - EA: Escape annular / Exploitation and appraisal
 - SBHP: static Bottom hole pressure
 - FL: Flow line / flexible loop
 - PSHH: Pressure safety "high-high"
 - PSL: Pressure safety "Low-Low"
 - ESD: Emergency shut-down
 - WHCP: well head control panel
 - IC: inhibitor corrosion
 - MSDS: Material safety data sheet
 - SSD: Sliding Side door
 - SPM: Side pocket mandrel
 - BDV: Blow down valve
 - GOR: Gas-oil ratio
 - P&ID: Piping and instrumentation diagram
 - WOR: Water-oil ratio
 - SSSV: Sub-surface safety valve
 - SSCV: sub-surface controlled ^{safety} valve
 - SSSV: surface controlled sub-surface safety valve
 - BPM: barrels per minute
 - PSI: Pound per square inch
 - Stb: standard cubic barrels
 - GOR: gas-oil ratio
 - TVR: total volume returned
 - BSW: Basic sediment-water
- emergency activation

Les raisons qui motivent votre candidature :

- Passion pour le domaine
- Développement professionnel et personnel et pour développer.

Je suis intéressé parce que j'ai mes compétences en la matière et mon expérience acquise lors de mon stage de sonatrach

Je voudrais que vous puissiez évaluer si je correspondrais à cette poste de technicien. mon rôle se concentre sur le département de production, l'important est de travailler dans mon domaine de spécialisation afin que l'entreprise profite de mes compétences et connaissances.

La rémunération mensuelle souhaitée : salaire
D'avis d'opinion générale sur le salaire, cette question fait l'objet de négociation entre moi et l'entreprise en cas d'embauche et me décideur qui satisfait les deux parties.

La compétence : maîtriser les spécialités, d'avis d'opinion générale sur la compétence plus importante
communication, travail en équipe, gestion du temps, organisation, résolution de problèmes, travailler sous pression et aussi capacité à planifier, expertise du logiciel comme AutoCAD

SH 60701019
sonatrach est la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures fondée en 1963, c'est l'une des plus grandes entreprises en Afrique et dans le monde, active dans les domaines de l'exploration

Le stage :

19 mai → 30 mai → ENA (et 01/06) → 16/06

ENTP → 16/06 → 26/06

SH / Piquet → 20/06 → 02/08 (2021) / 13/06 → 2023 26/06

SH adrad → 23/03/ → 05/04/ → 2023

SH RNS → 21/122022 → 109/01/2023

SH: et production transport, elle joue un rôle
crucial dans l'économie algérienne
en particulier département de production elle est composée
de plusieurs services comme: géologie, réservoir ~~engineering~~
service de puits, intervention, mesure, technique puits

الفرصة

Ce qui me motive encore plus, c'est l'opportunité de
travailler dans une grande entreprise, et pour
développer mes compétences et contribuer au
succès de son activité.

MoHS → dureté de la roche / du minéral

	int	ext	Ext: C.F. Sm
Barrière 1	W.L. 180x180 / tête de gâche: 1 clouet / name de la tête de pout	W.L. 180x180 / tête de gâche: 1 clouet / name de la tête de pout	
	C.T: 2 clouet	E.T: stripper / name de tête de pout	
	Sambing: 2 clouet	Sm: stripper / BOP / 1 clouet	

Barrière 2	int	Ext: C.F. Sm
	W.L. BOP wireline / double / name maître / SSSV	W.L. BOP wireline / double / name maître / SSSV
	C.T: BOP / SSSV	E.T: BOP / SSSV
	Sm: BOP / W.L. strabbing / valeur / gey	Sm: BOP / SSSV

Barrière 3	int	Ext: C.F. Sm
	W.L. BOP steel	W.L. BOP steel
	C.T: BOP steel	E.T: BOP steel
	Sm: BOP steel / neutralisation / bouclier d'air	Sm: BOP steel / neutralisation / bouclier d'air

Different types de diagnostic

- Selon
principe physique

→ Réinjection

→ acoustique → sonic → (BL

→ nucléaire → Gamma ray

- Permet
neutron

selon
état du puit

→ Oran ouvert

→ Oran tubé

statut
de puit

→ état de
production