

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE



SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH



OUARGLA

FACULTE DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE ET DES SCIENCES DE LA MATIERE

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire De Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de master 2

Filière: **Hydrocarbure**

Option: **FORAGE ET TECHNIQUES DES Puits**

Présenté par:

- *Belabidi Lahcen*

- *Douib Brahim*

THEME

*L'augmentation de débit de production en
utilisant l'injection d'eau*

Soutenu publiquement le : **27/06/2013**

Devant le jury:

- | | | |
|------------------------------------|----|------------------|
| - Président : Mr Fenazi B. | MA | Univ. KM Ouargla |
| - Examineur : Mr Remita R. | MA | Univ. KM Ouargla |
| - Encadreur : Mr Mamanou A. | MA | Univ. KM Ouargla |

Année universitaire 2012-2013



Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir ma mère et mon père. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A tous mes proches, mes amis d'enfance.

*A laquelle nous a beaucoup aidé **Mansoura Hijazi**.*

En fin a toute ma promotion de l'université.

Lahcen



Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont
Très chers dans cette vie, à savoir ma mère et mon père. Je
leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton
éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait
et qui m'a

permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta
patience,

ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,
Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mes très chers frères.

A mes très chères sœurs.

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment
comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier
à tout moment.

A tous mes proches, mes amis d'enfance.

A toute ma promotion de l'université.

Brahim

Sommaire

Dédicace

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Abréviations

Introduction

Chapitre I : Présentation du champ HMD

I.1. Situation géographique	2
I.2. Aspect géologique du champ.....	2
I.3. Historique du champ	3
I.4. Description du réservoir	4
I.4.1. Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud	5
I.5. Généralité sur la zone 19.....	6
I.5.1. Structure	6
I.5.2. La porosité de la zone	6
I.5.3. La perméabilité de la zone	7
I.5.4. La production de la zone	8

Chapitre II : Notions générale sur le forage

II.1. Introduction	12
II.2. Type de forage	12
- Principe de forage rotary	12
II.3. Description de l'appareil de forage	13
• La fonction de levage	13
• La fonction de rotation	14
• La fonction de pompage	14
• La fonction de sécurité	15
• La fonction d'énergie et transmission	15
II.4. Spécification de l'appareil	16
II.4.1. Fonctions de la garniture de forage	16
II.4.2. Composition de la garniture de forage	17

II.4.3. Choix des garnitures de forage	18
II.4.4. Application numérique sur la phase 8" ^{3/8}	23
II.5. Programme de boue de forage	24
II.6. Programme des outils de forage	25
II.6.1. Types d'outils	25
II.6.2. Programme des outils pour le puits OMLZ 473	26
II.7. Harmonisation des diamètres	30
II.7.1 Le diamètre de l'outil utilisé pour la dernière phase	30
II.7.2 Diamètre intérieur de la colonne précédente	31
II.7.3 Application numérique	31
II.8. programme de tubage	32
II.8.1 Rôle du tubage	33
II.8.2 Efforts appliqués sur les colonnes de tubage	33
II.8.3 Les différentes colonnes de tubage	34
II.8.4 Méthode de calcul du tubage.....	34
II.8.5. Application pour la phase 8" ^{3/8}	35

Chapitre III : Méthodes de maintien de pression

III.1. Méthodes d'évaluation des réserves	37
III.2. différentes méthodes de maintien de pression de puits	38
• L'injection d'eau	38
• L'injection de produits miscibles	38
• L'injection de vapeur	38
• La combustion in situ	39
III.3. Les principes de gas-lift et leur applications	40
III.3.1 Les principes	40
III.3.2. Les applications du gas-lift	42
• Les avantages de gaz lift.....	44
• Les limites du gas-lift.....	44
III.4. Le pompage (l'injection d'eau)	46
III.5. Différentes méthodes de la récupération	46
III.5.1. Mécanisme de drainage naturel	46
III.5.2. Récupération secondaire	47
III.6. la méthode combinée entre les deux méthodes	53
III.6.1. L injection alternée entre eau et gaz - <i>WAG (Water Alternating Gas)</i>	53
III.6.2. Qu'est-ce que WAG.....	54
III.6.3. Les avantages de WAG	54

Chapitre IV : Méthodes de maintien de pression

IV.1. Estimation des réserves	55
IV.1.1. Méthode volumétrique	55
- Application	56
IV.2. Equation de bilan matière généralisée	57
IV.2.1 Théorie	57
IV.2.2. Application de l'équation de bilan-matière	60
IV.3. Les application des formule des méthode de pompage d'eau	61
IV.3.1. les différentes types d'injection	61
IV.3.1.a) injection groupée.....	62
IV.3.1.b) injection disperse.....	62
IV.4. Estimation de pression et de quantité d'eau injectés	62
IV.4.1. Calcul du débit d'eau a injecter	62
IV.4.2. Optimisation des débits d'injection d'eau	63
IV4.3. Détermination d'eau injecter (<i>water cut</i>) qui résulte de l'injection	63
IV.5. Mesure de l'augmentation de pression	64

Conclusion

Références bibliographiques

Résumé

Liste des tableaux

N°	Titre	Page
Tableau I-1	distribution de la porosité par drain.	06
Tableau I-2	les valeurs de la pression de bulle	08
Tableau II-1	des termes utilisés dans le programme des outils	26
Tableau II-2	des termes utilisés dans le programme des outils Phase 26''	27
Tableau II-3	des termes utilisés dans le programme des outils Phase 16''	27
Tableau II-4	des termes utilisés dans le programme des outils Phase 12 ^{1/4} ''	28
Tableau II-5	des termes utilisés dans le programme des outils Phase 8 ^{3/8} ''	29
Tableau II-6	des termes utilisés dans le programme des outils Phase 6''	29
Tableau II-7	représentatif des différentes valeurs de δ	30
Tableau II-8	Tableau récapitulatif des diamètre	32
Tableau II-9	Le tableau récapitulatif de la phase 7''	36
Tableau III-1	résume la comparaison des injections d'eau et de gaz	52

Liste des figures

N°	Titre	Page
Fig. I-01	situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	02
Fig. I-02	Division du Champ de Hassi Messaoud.	03
Fig. I-03	Description du réservoir de Hassi Messaoud.	05
Fig. I-04	Schéma synthétique des drains en présence sur les zones 13, 17,19	06
Fig. I-05	Distribution de la porosité moyenne par drain Vs le nombre de carottes	07
Fig. I-06	Histogramme des perméabilités géométriques issues des données Carottes.	07
Fig. I-07	Carte de la production cumulée d'huile des puits de la zone 19.	08
Fig. I-08	Carte de l'injection cumulée de gaz dans les puits de la zone 19	09
Fig. I-09	Carte de la production cumulée d'eau dans les puits de la zone 19.	10
Fig. I-10	Les différents régimes de pression et compartiments en zone 19.	11
Fig. I-11	Répartition de l'huile en place dans les drains majeurs de la zone 19	11
Fig. II-1	Schéma de fonctionnement de l'appareil de forage.	16
Fig. II-2	les diamètre d'extieur et d'interieur des tige et de trou	18
Fig. II-3	les diamètre d'extieur et d'interieur des masses tige et de trou	22
Fig. II-4	Elément de l'équation (1)	30
Fig. II-5	Elément de l'équation (2)	31
Fig. III-1	Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz .	39
Fig. III-2	En bien, dans des conditions dynamiques	41
Fig. III-3	La récupération d'huile en balayage à l'eau dans les gisements hétérogènes.	50
Fig. III-4	Schéma d'un méthode combinée entre les deux méthodes	53
Fig. III-5	Schématique du Processus du WAG.	54

Abréviations

Symbols	Designations	Unités
A	section	ft ²
B _g	Facteur volumétrique du fond de gaz	m ³ / m ³
B _o	Facteur volumétrique du fond d'huile	m ³ / m ³
B _{oi}	Facteur volumétrique de fond d'huile initial	m ³ / m ³
B _w	Facteur volumétrique du fond d'eau	m ³ / m ³
C _f	Compressibilité isotherme de la formation	bar ⁻¹
C _r	Compressibilité isotherme de la roche	bar ⁻¹
C _w	Compressibilité isotherme de l'eau	bar ⁻¹
E	Efficacités global	
E _d	Efficacités de déplacement	
E _s	Efficacités superficielle	
E _v	Efficacités vertical	
F _w	Débit fractionnaire	
G	le volume de gaz libre	m ³
G _p	Production de gaz cumulée	m ³
GOR	Rapport de volume de (gaz sur l'huile)	m ³ /m ³
H et h	la hauteur	m
H _t	la hauteur moyenne totale de la couche réservoir.	m
H _u	la hauteur utile moyenne de la couche réservoir.	m
K _{ro}	Perméabilité relative d'huile	milli darcy
K _{rw}	Perméabilité relative d'eau	milli darcy
K _{max}	Perméabilité maximale	milli darcy
K _{min}	Perméabilité minimal	milli darcy
M	Mobilité	

m	Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale	
N	Volume d'huile initiale en place	m ³
N _p	Production d'huile cumulée	m ³
P _c	Pression capillaire	Psi
P _g	Pression du gisement	Psi
P _o	la pression dans phase huile	Psi
P _w	la pression de la phase eau	Psi
q _t	débit total	m ³ /j
R _s	GOR de dissolution	m ³ / m ³
R _p	GOR de production	m ³ / m ³
r ₁ et r ₂	les rayons de courbure pour l'interface	m
S _{max}	la saturation maximale	
Sm ³	Standard mètre cube	
S _w	saturation en eau moyen	
S _{wab}	la saturation après la percé	
S _{wbt}	la saturation au début de front (Breakthrough)	
S _{wf}	saturation en eau final	
S _{oi}	saturation en huile initial	
S _{or}	Saturation d'huile résiduelle	
S _{wi}	saturation en eau initial	
t	temps	jour
V _f	Volume de formation	m ³
V _g	Volume de gaz	m ³
V _o	Volume d'huile	m ³
V _p	Volume poreux	m ³
V _w	Volume d'eau	m ³
W	Volume d'eau initial	m ³
W _e	Entrée d'eau cumulée	m ³
W _{inj}	L'eau injectée	m ³
W _p	Production d'eau cumulée en	m ³
x	déplacement	m

\emptyset et Φ	Porosité	
μ	Viscosité	centpoise
μ_o	Viscosité de l'huile	centpoise
μ_w	Viscosité de l'eau	centpoise
ρ	Densité	kg/m ³
σ_{os}	La TIF entre le solide et l'huile	N
σ_{ow}	la TIF entre l'huile et la phase de l'eau	N
σ_{ws}	la TIF entre le solide et l'eau	N

• **Nomenclature :**

N_p : Production d'huile cumulée en (STm³).

N : Volume d'huile initiale en place (STm³).

m : Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale.

B_o : Facteur volumétrique du fond d'huile (Rm³/ STm³).

B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz (Rm³/ STm³).

G : Volume de gaz libre (STm³).

G_p : Production de gaz cumulée en (STm³).

R_p : GOR de production (m³/ m³).

R_s : GOR de dissolution (m³/ m³).

W_e : Entrée d'eau cumulée (STm³).

W_p : Production d'eau cumulée en (STm³).

B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau (Rm³/ STm³).

C_w : Compressibilité isotherme de l'eau (bar⁻¹).

C_r : Compressibilité isotherme de la roche (bar⁻¹).

S_{wi} : Saturation interstitielle de l'eau.

G : le volume de gaz libre (STm³).

Introduction

Suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et plus économique. Le nombre de nouvelles découvertes par année diminue, donc l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative. L'injection d'eau est la technique de récupération secondaire la plus répandue après l'épuisement de l'énergie primaire.

Avec le temps, la percée d'eau devient un problème persistant et peut même causer la fermeture du puits, et afin de remédier à ce problème, on fait appel à plusieurs techniques de réservoir engineering pour planifier et ensuite surveiller les projets d'injection d'eau, où la connaissance des hétérogénéités (la distribution des barrières affectant le déplacement de front d'eau) est importante. Si ces barrières-là sont localisées d'une manière très précise alors le problème de percée d'eau peut être atténué.

Par l'interprétation des essais de puits dans le champ de HMD, des nouvelles barrières peuvent être détectées et nous permettent de comprendre pourquoi la percée d'eau se produit rapidement dans certains puits, tandis que d'autres n'ont même pas reçu l'effet de l'injection. Afin d'optimiser l'efficacité de balayage du projet nous avons pensé à changer le modèle d'injection en introduisant le système des barrières d'étanchéité. L'intégration des Résultats d'autres disciplines ; données de production, la géologie, la sismique 2D, PLT, nous a permis de mieux comprendre le comportement du réservoir, d'où la possibilité d'augmenter la production considérablement.

Notre travail consiste à réaliser une étude synthèse sur les différentes méthodes de maintien de pression, notamment la méthode d'injection d'eau.

Cette étude est répartie sur les chapitres suivants :

Dans le premier chapitre on va présenter le champ de Hassi Messaoud

Une généralité sur le forage est exposée dans le chapitre II

Par ailleurs, dans le chapitre III on va relater des méthodes de maintien de pression ainsi que la mesure de pertes de pression.

Finalement on termine par une conclusion générale.

I. Présentation du champ HMD:

I.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Alger-Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

$X= 790.000 - 840.000$ Est $Y= 110.000 - 150.000$ Nord.

I.2. Aspect géologique du champ :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique.

Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étende sur près de 2200 km² de superficie. Il est limité :

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

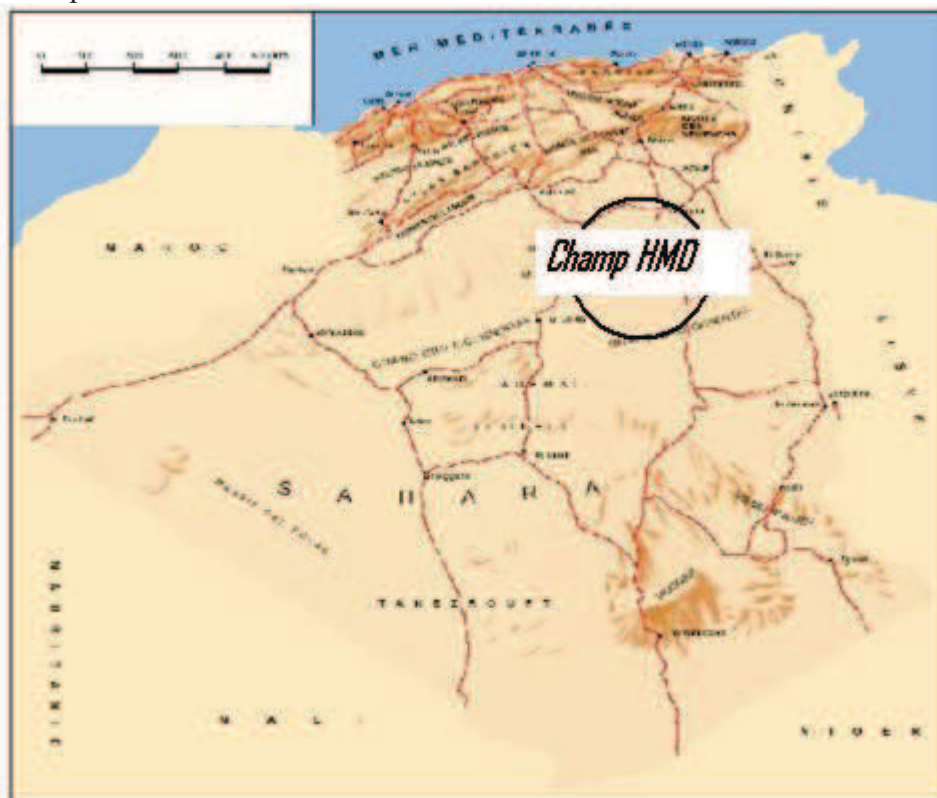


Fig. I-01 : situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.3. Historique du champ :

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON), la SN Répal au niveau de la partie sud du Champ (MD). En 1946, la SN. Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN R pal et son associe .

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16/01/56 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté, à la suite d'une campagne sismique réfraction, le 15 juin de la même année. Ce forage découvrait à 3338 mètres de profondeur, les grès du Cambrien productifs d'huile. En mai 1957, à 7 kms au nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1.

Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24/02/71.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Fig.I-02). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière et de point de vue pression de gisement.

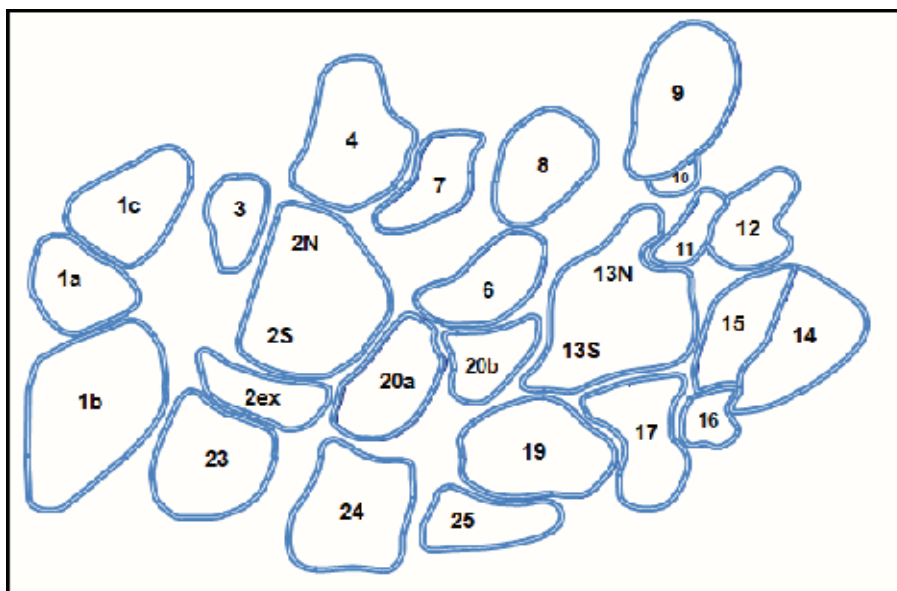


Fig. I-02 : Division du Champ de Hassi Messaoud.

I.4. Description du réservoir :

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3.

Le R1 a t divis en 2 formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140m, La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 mD, quelques fois supérieure à 500 mD.

Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains.

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches varie de 5% à 12%, et la perméabilité de 0.1 mD à 200 mD.

Les drains inférieurs (D2, ID, D1) sont les principaux producteurs – la porosité du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15 " et l'extension latérale variable - 0 à 1 km) lesquels réduisent fortement la perméabilité verticale (l'anisotropie varie de 1 à 100).

Ils sont aussi partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ, où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieur à 1 mD.

R2 a de bonnes qualités dans le nord, mais il est près du water-oïl contact dans les autres parties du champ. La porosité est de 6%, la perméabilité horizontale de 1 mD.

R3 est une nappe aquifère.

Les données pétro physiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable.

Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes telles que les argiles, anhydrite, pyrite, et bitume. Dans quelques cas, elles sont ouvertes et participent à l'amélioration de taux de récupération.

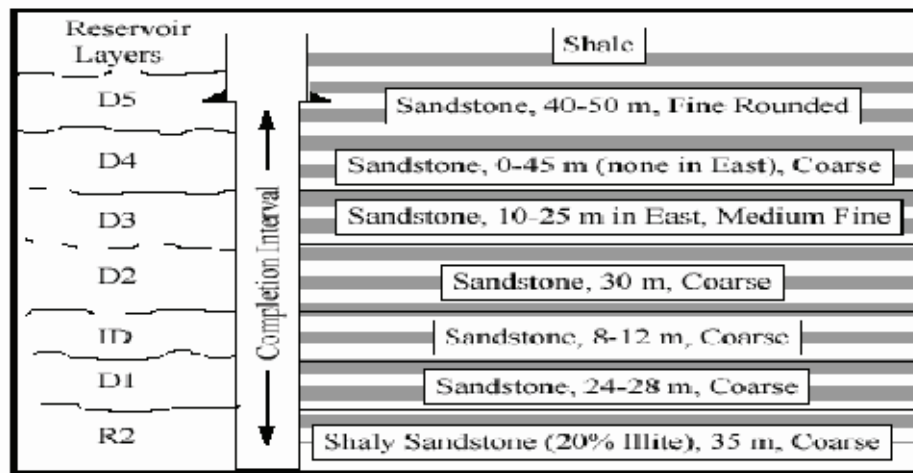


Fig. I-03: Description du réservoir de Hassi Messaoud.

I.4.1. Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud :

On peut résumer les caractéristiques du champ HMD dans les points suivants :

- L'huile est l g re de densité moyenne 0.8 (43.5-45 Api) ;
- La pression de gisement ; variable de 120 a 400(kg /cm2) ;
- La température est et de l'ordre de 120° C ;
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219(v /v), sauf pour les puits en percée

de gaz ou le GOR peut dépasser 1000(v /v) ;

- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10% ;
- La perméabilité varie de 0,1 md à 1000 md ;
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- Point de bulle : 140 A 200 kg /cm2 ;
- Cote de référence : = -3200m ;
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum ;
- Contact huile /eau ; = -3380m ;

I.5. Généralité sur la zone 19 :

I.5.1. Structure :

Les structures des zones 13N,13S, 19et 17 peuvent être résumées par le schéma synthétique suivant :

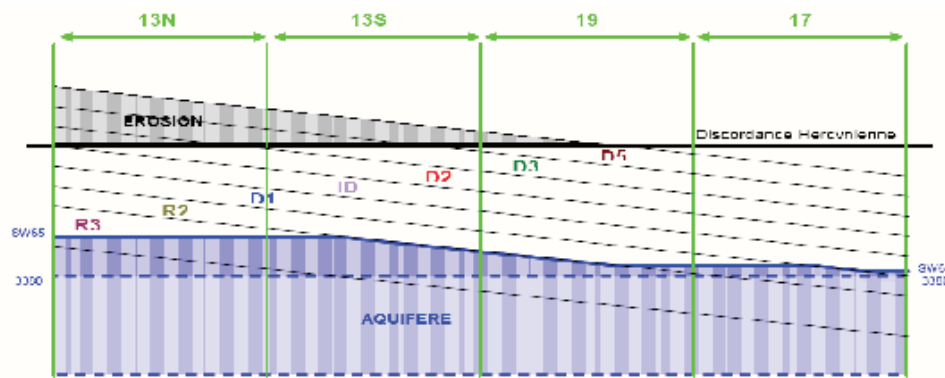


Fig. I-04 : Schéma synthétique des drains en présence sur les zones 13, 17,19

I.5.2. La porosité de la zone :

Les données de porosité recueillies de l'analyse des carottes disponibles sur la zone 19, permettent de calculer une moyenne cohérente de la porosité par drain. Les résultats sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Tableau I-1 : distribution de la porosité par drain.

Drain	RA					
	D1	D2	D3	D4	D5	D6
Porosité moyenne	5.9	6.2	6.7	6.6	7.9	8.4

Il est à noter que les chiffres donnés ci-dessus résultent d'une moyenne tablier à partir des valeurs déterminées pour chaque drain à chaque puits. On rappelle que la validité et la robustesse de cette moyenne (et, plus généralement, des statistiques réalisées sur les données carottes) dépendent du nombre de puits sur lesquels il a été possible de calculer une moyenne dans le drain.

La distribution en histogramme des moyennes de porosité par drain, donnée superficiels montrent souvent les faibles porosités.

Globalement les porosités rencontrées sont faibles dans la zone 19 ;

La distribution entre drain montre que : à l'intérieur du Ra, les drains les plus importants par les figures ci-dessous complètent l'analyse et permettent de remarquer que :

Les moyennes cachent parfois une hétérogénéité en terme de distribution de porosité, le drain D2, par exemple, à deux pics de fréquence en zone 17 et 19.

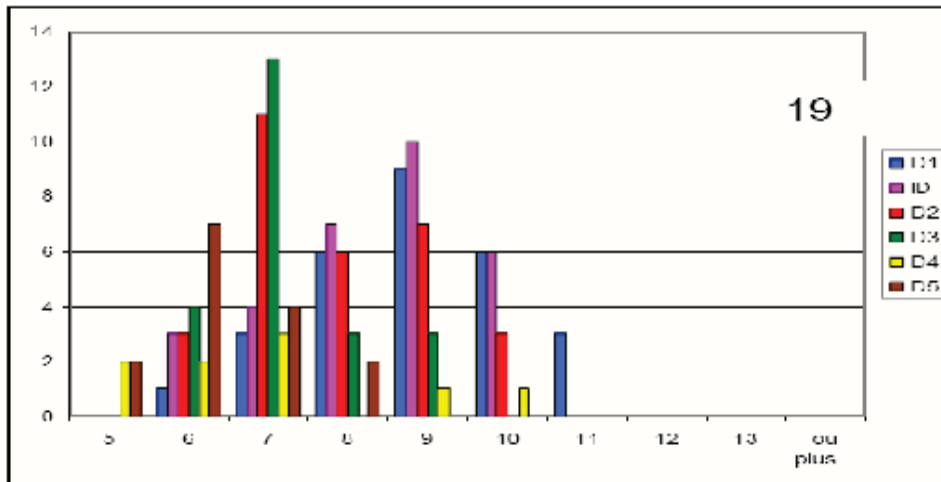


Fig. I-05: Distribution de la porosité moyenne par drain Vs le nombre de carottes

I.5.3. La perméabilité de la zone :

De même que pour la porosité, les données de carottes permettent de calculer des moyennes de perméabilités par drain. La moyenne retenue ici est la moyenne géométrique. Ces données permettent d’élaborer des histogrammes de perméabilité par drain (voir ci-dessous). On peut souligner, sur la base de ce graphique :

Qu’il existe de très bonnes perméabilités dans les drains de la zone 19 mais on trouve des distributions bimodales, avec un pic centre sur des perméabilités de l’ordre de 25 à 50 mD constitué principalement par les drains inférieurs du Ra (D1 à D2), et un autre autour de 5 mD, formé principalement par les drains supérieurs du Ra (D3 et D4 quand celui-ci est présent).

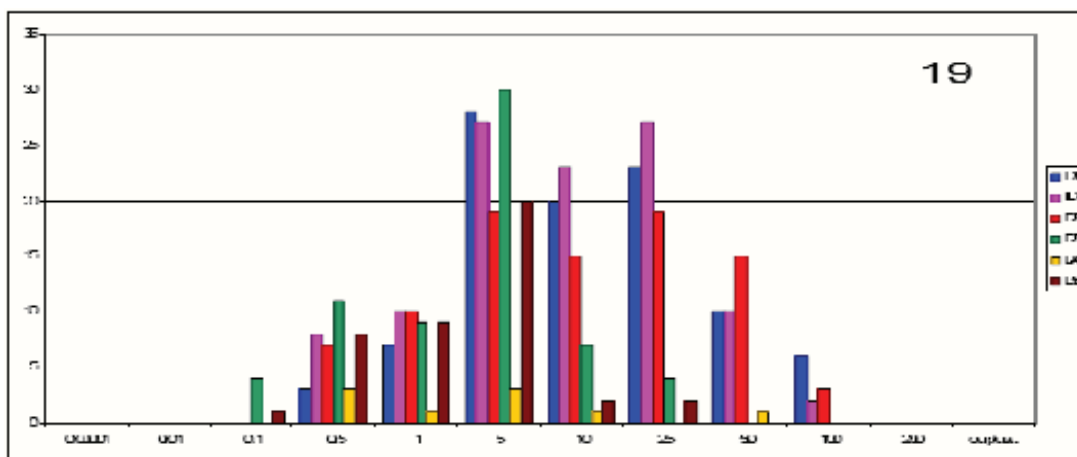


Fig. I-06: Histogramme des perméabilités géométriques issues des données Carottes.

I.5.4. La production de la zone :

I.5.4.1. La pression de bulle :

On rappelle ici la valeur de la pression de bulle, en kg/cm², dans le Ra, Ri et le R2ab, dans la zone étudiée.

Tableau I-2 : les valeurs de la pression de bulle.

Drains	RI	RA	R2
Pression de bulle	200	190	180

I.5.4.2. Type de production :

La zone 19 présente un des OOIP (huile en place) les plus élevés des zones du champ, qui est de l'ordre de 287.7 10⁶m³, et un taux de récupération de 26.8%.

Là encore, les influx extérieurs doivent repris en compte puisqu'ils représentent 12.9 10⁶ m³/s.

La zone d'étud est productrice d'huile et elle t mise en injection de gaz dans l'histoire du champ (fin de l'année 1972), pour palier à la chute de pression.

I.5.4.3. Analyse de la production d'huile de la zone 19 :

Cette zone a été mise en production relativement tôt dans l'histoire du champ. Les premiers puits producteurs sont mis en service d s l'année 1960 (MD11, MD15, MD26 et MD33). Depuis le d but de l'exploitation du champ en 1958 jusqu'au 1er Mars 2012, la zone19 a produit, en cumulé : 99.87 millions de m³ d'huile.

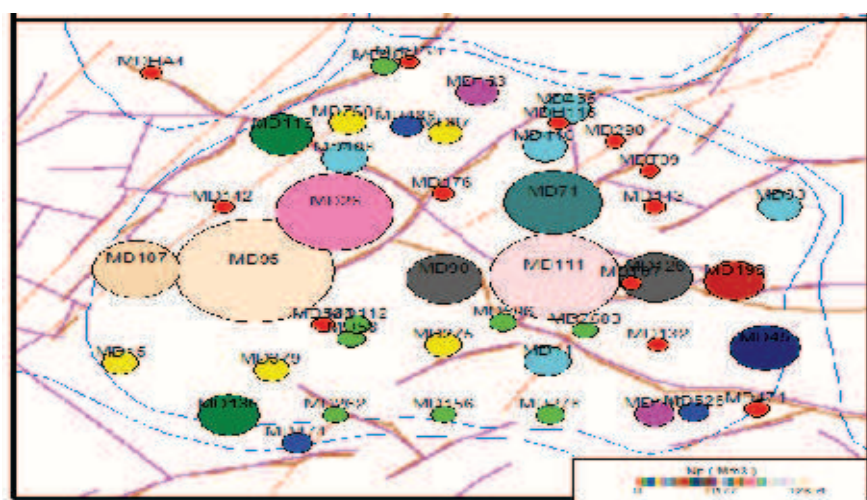


Fig. I-07 : Carte de la production cumulée d'huile des puits de la zone 19.

Au 1er Mars 2012, l'ensemble des puits de la zone 19 atteint 47 puits, 32 Producteurs d'huile (30 actifs), 9 injecteurs de gaz (6 actif), 5 producteur d'eau et un puits sec et un puits injecteur d'eau alternée gaz (*WAG: Water Alternating Gas*).

En zone 19, 6 entre les 9 puits injecteurs de gaz sont ouverts entre fin 1972 et début 1973. L'injection fut renforcée ensuite en 1975 (MD15), 1988 (MD156) et 1993 (MD186). Ces puits ont assuré un débit d'injection journalier de 4 à 6 millions de m³/j entre 1973 et 1986.

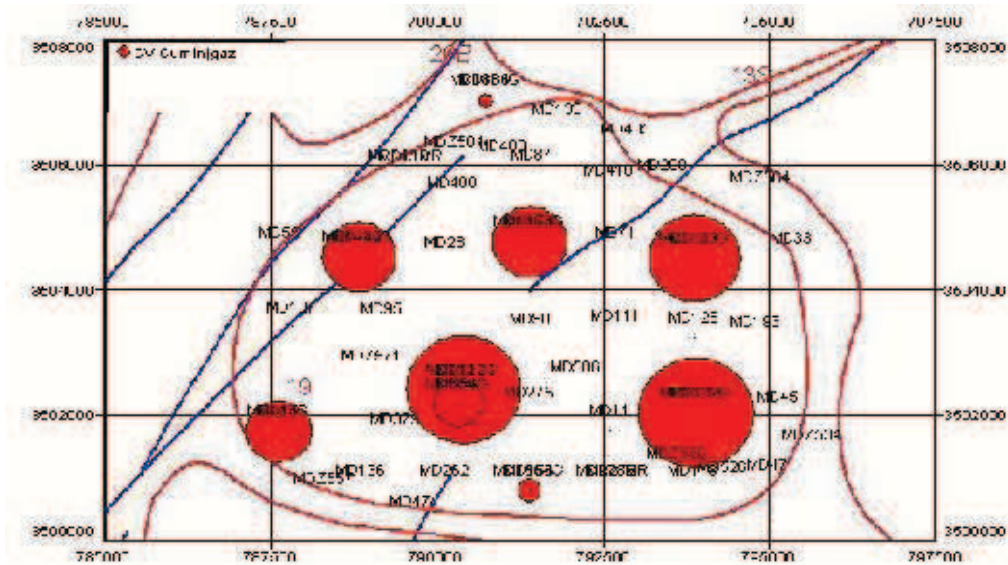


Fig. I-08 : Carte de l'injection cumulée de gaz dans les puits de la zone 19

I.5.4.4. Analyse de la production d'eau de gisement :

Il est important de noter que, au niveau du champ, des mesures d'eau produite peuvent provenir d'une perce d'eau d'injection, d'une perce d'eau de gisement mais peuvent également être liées à l'eau injectée lorsque le puits est en lavage. Il est particulièrement difficile de conclure dans ce cas, le lavage pouvant peut-être induire des erreurs dans les mesures d'eau produite mais indiquant normalement la présence d'une percée préalable.

Les mesures de la salinité de l'eau produite peuvent constituer un indice (l'eau injectée est relativement douce, tandis que l'eau de gisement est très salée) mais on peut considérer que d'une part l'eau injectée se charge progressivement en sel avant de percer au puits producteurs, et qu'un puits produisant de l'eau de gisement est forcément mis en lavage afin d'éviter de trop gros dépôts de sel.

Il en résulte donc la possibilité, quand un puits produit de l'eau, de mesurer, quelque soit la provenance de l'eau, une salinité intermédiaire.

En zone 19, 3 puits: MD71, MD113 et MD435 présentent des mesures non nulles d'eau injecter (*water cut*). Ces trois puits situ s loin de la zone 17 (injection d'eau) ne peuvent pas produire une eau d'injection.

On note par ailleurs :

En MD71, que les mesures de salinités sont plutôt faibles (inférieures à 50 g/l) semblant carter l'ide d'une perce d'eau de gisement. On remarque également qu'à partir de 1999, sans changement de complétion connu, le *water cut* du puits est mesuré à 0.

En MD113 les salinités mesurées sont particulièrement faibles (30 g/l ou moins) et où les *water cut* sont en fait très rarement supérieurs à 0.

En MD435, les mesures sont également très rarement supérieures à 0 et n' voquent pas du tout une perce d'eau.

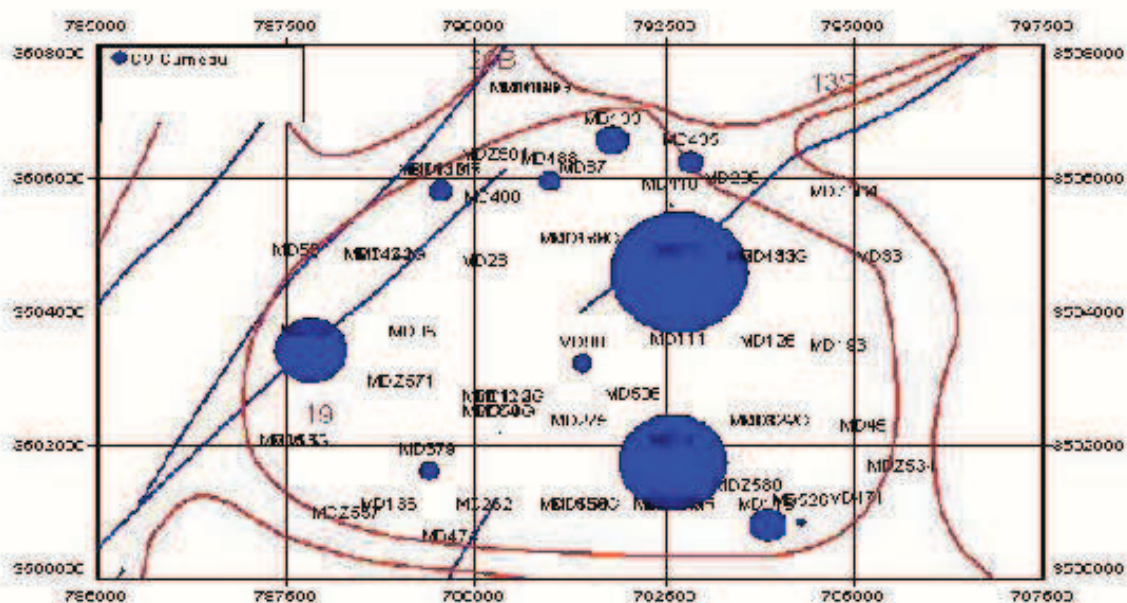


Fig. I-09 : Carte de la production cumulée d'eau dans les puits de la zone 19.

I.5.5. Historique de la pression et compartimentation de la zone 19 :

Afin d' étudier la compartimentation sur la zone d'étude, une revue des mesures de pression a été réalisée. Les mesures de pressions des puits de la zone sont analysées afin de déterminer les compartiments de pression dans la zone.

La synthèse du profil de pression de la zone 19 (fig. I-10) donne une première idée des compartiments possibles sur cette zone. Elle montre notamment que la zone 19 est assez uniforme, l'ensemble des points de mesures pouvant te regroupes grossièrement dans un unique profil de pression.

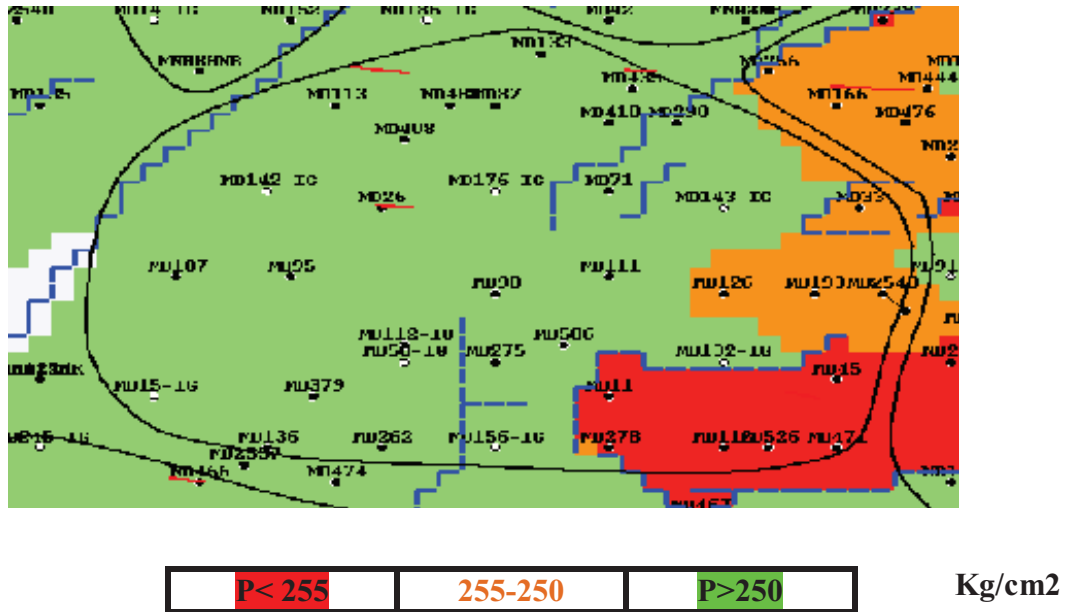


Fig. I-10: Les différents régimes de pression et compartiments en zone 19.

I.5.6. Huile en place et récupération :

L'huile en place estimée pour la zone 19 est de $287.7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit une des zones les plus riches du champ. La répartition dans les drains majeurs est donnée sur la figure suivante (fig. II-11).

Bien que développé sur les 2/3 de la zone, le Ri ne représente qu'à peine 3% de l'OOIP.

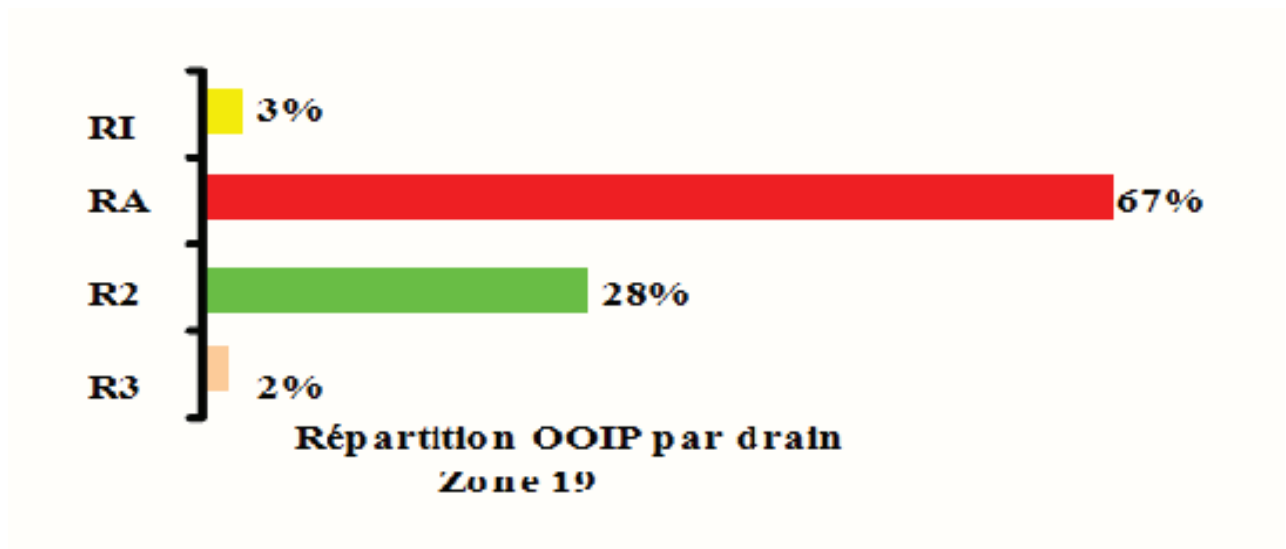


Fig. I-11 : Répartition de l'huile en place dans les drains majeurs de la zone 19.

II.1. Introduction

Le forage joue un rôle capital dans l'exploitation pétrolière ce rôle est d'autant plus important que le forage reprisant dans toute prospection, l'opération la plus onéreuse.

Les travaux de forage des puits pétroliers et de gaz sont les plus difficiles dans l'industrie pétrolière et exigent beaucoup de main d'œuvre différentielle matériaux et nécessitent de grande investissement.

A l'heure actuelle le rôle de forage augmente toujours si l'on peut admettre que les gisements faciles sont maintenant reconnus on peut aussi avancer en recherchant qu'il reste encore beaucoup du pétrole à découvrir.

Le forage est seul moyen de prouver la présence ou l'absence des hydrocarbures dans une structure donnée

II.2. Type de forage.

Il existe deux procédés de forage :

- Le forage par percussion (par battage).
- Le forage par rotation.

Le forage par battage est parfois utilisé de nos jours pour des forages d'eau à faible profondeur.

Le forage rotary est le plus utilisé de nos jours de la recherche de pétrole, il permet d'obtenir des meilleures vitesses d'avancement et sur tout d'atteindre des profondeurs élevées allant jusqu'à 1200m.

- Principe de forage rotary

Ce procédé consiste à utiliser de trépan à dents type tricône ou de type trépan monobloc, comme les outils diamant sur lesquels on applique une force procurée par un poids en les entraînant en rotation, l'avantage de cette technique est pouvoir injecter les déblais hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface. La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

- Poids sur l'Outil.
- Rotation de l'Outil.
- L'Injection d'un fluide.

Les masses tiges qui sont vissées au dessus de l'Outil qui s'appuie sur celui-ci; ces masses tiges sont prolongées jusqu'à la surface par des tiges, constituant la

garniture de forage . Elle mis en rotation dans sont ensemble grace à la table de rotation et par l'Intermédiaire de la tige d'entraînement, la totalité de la garniture de forage percé en sont centre afin de canalisé le fluide de forage vers l'outil.

La tête d'injection doit couronner la tige d'entraînement et permettre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieure de la garniture. Un appareil de forage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvre celle-ci ; c'est le rôle du mat, du crochet de treuil.

II.3. Description de l'appareil de forage :

L'appareil de forage, ou plus globalement le chantier de forage est constitué d'un ensemble d'équipement, des techniques opératoires et un personnel très qualifié.

La classification d'un appareil de forage ce fait en approche par la capacité de profondeur de forage maximal :

- Appareil léger 1500-2000m
- Appareil moyen 2000-3500m
- Appareil lourd 3500-6000m
- Appareil super lourd 8000-10000m

La figure (Fig. II-1) montre les différents organes constituant un appareil de forage.

L'installation ou plus généralement le chantier de forage peut être décrit sous forme de deux catégories de matériel :

A- Le matériel de surface :

Cette catégorie est reparte en plusieurs groupe mettant en œuvre l'outil de forage et assurent la sécurité du puits .

• La fonction de levage :

Il permet de :

- Le contrôle du poids sur l'outil (WOB).
- les changements d'outils (manœuvre de garniture).
- la décente des colonnes de casing (tubage).
- les levées et descentes du mat (DTM).

Cette fonction est principalement composé de :

1-Le système de mouflage.

Le système de mouflage contient essentiellement :

A- Le moufle fixe :

Il est composé d'une série de poulies montées sur le même axe, elles sont montées folles l'axe est monté sur un bâti qui est posé sur la plateforme supérieure de mat.

B- Le moufle mobile :

Il est également composé d'une série de poulies folles sur un axe. L'ensemble renfermé dans un cratère avec des flasques pour éviter que le câble ne sorte d'une poulie à une autre.

C- Le câble de forage :

Les câbles utilisés sur les installations du forage sont des câbles en acier résistant et flexibles.

D- Le treuil de forage : Le treuil de forage à assurer les manœuvres de remontée et descente de tain de sonde. il permet aussi l'entraînement de la table de rotation et assure des opérations secondaires.

E- Le crochet :

Le crochet est un organe qui vient compléter le moufle mobile. Le crochet représente des caractéristiques mobiles.

• **La fonction de rotation :** Ils assurent la rotation de l'outil de forage par l'intermédiaire du train de sonde.

A- La table de rotation :

La table de rotation joue un double rôle

- Pendant le forage elle sert à entraîner le train de tiges.
- Pendant la manœuvre elle sert à supporter le train de sonde.

B- La tête d'injection :

La tête d'injection appartient à la fonction levage puisque'elle porte le tain de tiges pendant le forage, et elle appartient à la fonction de rotation puisque la partie intérieure tourne et enfin appartient à la fonction de pompage. En général elle joue double rôle ;

- Sert à palier de roulement de sonde pendant le forage.
- Assure le passage et l'injection de la boue.

• **La fonction de pompage :** Cette fonction assure le pompage et la circulation ainsi que le traitement mécanique du fluide de forage.

A- Les pompes de forage :

Ce sont des pompes alternatives à pistons, elles à de principe volumétrique fournissent un débit nécessaire aux phases de forage.

B- Les équipements auxiliaire de forage : Ils sont principalement de :

(Mixeur, Agitateurs, Des sableurs, Centrifugeuses, Bacs a boue, Flexible d'injection).

• La fonction d'énergie et transmission : Ils fournissent l'énergie nécessaire au

Fonctionnement de la sonde. On distingue les :

- Moteur de groupe de force et électrogène.
- compresseurs.

L'énergie électrique est produire par l'alternateur qui transforme l'énergie mécanique produite par les moteurs en énergie électrique (courant alternatif redressé par la salle SCR en courant continu).

La transmission mécanique assure par plusieurs moteurs diesel et compresseur travaillent en parallèle grâce à leur interconnexion par un système de Chines, d'embrayage .

• La fonction de sécurité : Ils assurent la sécurité de puit en cas de venus,ils sont constitues de :

- la tête de puit.
- L'accumulateur de pression (BOP), elle est commandé par le kommey qui assure aussi le teste du BOP avant le début de forage .
- Le manifold de duse.

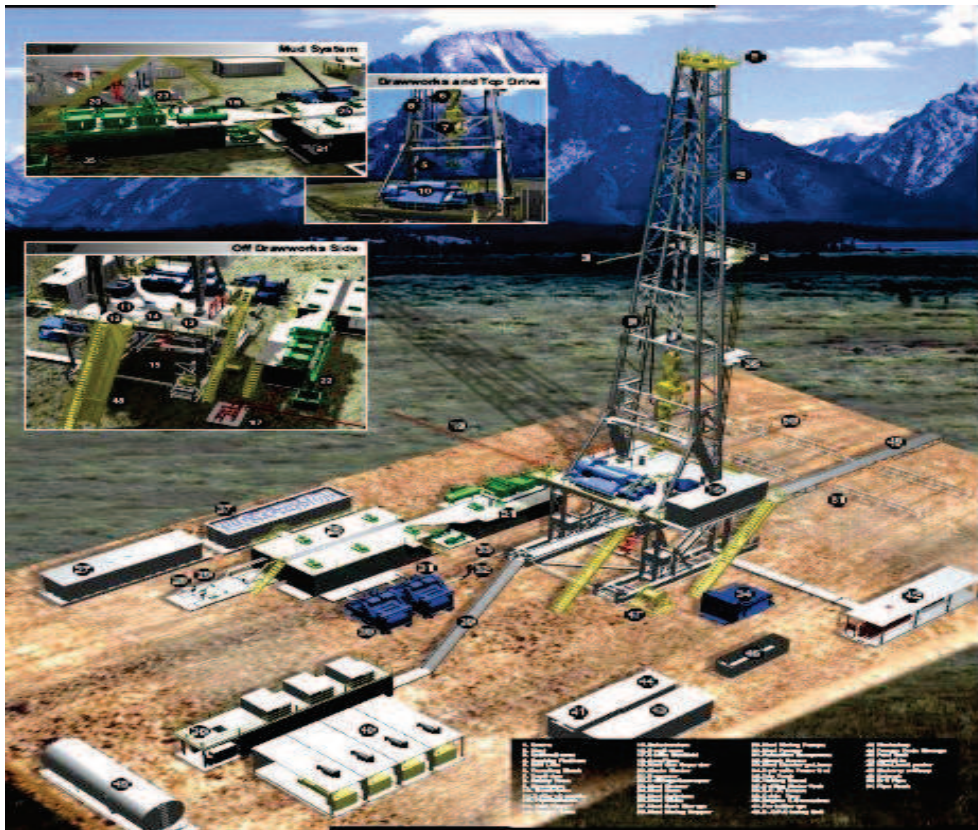


Fig. II-1: Schéma de fonctionnement de l'appareil de forage.

II.4. Spécification de l'appareil :

Nous avons été affectés dans un appareil de forage qui appartenant l'Entreprise national des travaux aux puits (ENTP 169), de type *oil-well* 2000. C'est un appareil d'une longueur de 67m, avec une capacité de levage au crown block de 1400000 lbs ,le traveling block de type BE-tb-650-7-60-SR1 a une capacité de levage de 650 tones, le groupe de force constituer de 5 moteur Diesel de type Caterpillar 3512.1210HP, elle est équipée aussi de trois pompes triplex de type WIRTH TPK 7"1/2 ×12" /1600CL 5000psi,1600Hp, chaque pompe à une puissance de1320hp, le treuil de type WIRTH GH 2000 E,2000hp.

II.4.1. Fonctions de la garniture de forage :

La garniture de forage permet de :

- ✳ Transmettre la rotation à l'outil de forage,
- ✳ Mettre du poids sur l'outil pour détruire la roche,

✳ Circuler le fluide de forage pour remonter à la surface les morceaux de roches détruit par l'outil,

✳ Guider l'outil et de réaliser la trajectoire prévue.

II.4.2. Composition de la garniture de forage :

Les principaux éléments de la garniture sont :

✳ La tige d'entraînement ou *kelly* (maintenant très souvent remplacée par une tête d'injection motorisée : *Power Swivel* ou *Top Drive System*) qui permet de transmettre la rotation,

✳ Les tiges de forage (*drill pipes*),

✳ Les tiges lourdes (*heavy weight drill pipes*),

✳ Les masses-tiges (*drill collars*) formant la garniture de fond (*Bottom Hole Assembly* : BHA),

✳ Les stabilisateurs incorporés entre les masses-tiges.

✳ D'autres éléments ayant des rôles très spécifiques (équipements de mesure, coulisse, shock absorber, etc..) seront incorporés suivant les besoins.

La partie supérieure de la garniture travaille en traction tandis que la partie inférieure travaille en compression pour appliquer le poids sur l'outil.

La garniture de fond (B.H.A.) composée des masses-tiges et des stabilisateurs peut être divisée en deux parties :

✳ La partie active dont la fonction est de mettre du poids sur l'outil et de contrôler la déviation de l'outil.

✳ La partie passive dont la fonction est d'éliminer tout flambage sur le train de tige quel que soit le poids sur l'outil.

La composition de la garniture sera différente dans les puits verticaux et les puits fortement déviés.

II.4.3. Choix des garnitures de forage :

Le choix de la garniture de fond se fera en fonction du diamètre du puits, du poids à appliquer sur l'outil, de la trajectoire. Il faut veiller à utiliser des garnitures de fond aussi courtes que possible afin de réduire le couple, la friction, pertes de charges annulaires et les risques de ruptures liés au travail de cette partie de la garniture en compression.

II.4.3.1 Les tiges de forage :

Les tiges de forage les plus utilisés sont de diamètre extérieur 3" ½ et 5", et leur diamètre intérieur est fonction du poids linéaire.

a) Choix des tiges de forage :

Le choix des tiges de forage se fait en fonction des considérations suivantes

- ✱ La profondeur maximale que l'on peut atteindre avec un grade d'acier de tige donné ;
- ✱ Les pertes de charges à l'intérieur des tiges doivent avoir une valeur acceptable pour chaque phase ;
- ✱ Le diamètre extérieur du tool-joint doit être compatible avec le diamètre pour chaque phase ;
- ✱ Poids de garniture doit être plus faible possible ;

b) Calcul hydraulique des tiges de forage :

Quel que soit la composition du train de sonde le choix des tiges se fera en tenant compte de phénomène hydraulique.

Autrement dit, le diamètre du train de sonde doit être tel que les pertes de charges dans le système de circulation soient minimales. Pour cela, il faut avoir une section de l'espace annulaire S_e égale à 3-5 fois la section intérieure des tiges S_i .

$$S_e/S_i = (S_{\text{trou}} - S_{\text{ex tige}})/S_{\text{int tige}} = 3-5$$

Ou bien

$$S_e/S_i = (D_{\text{trou}}^2 - D_{\text{ex tige}}^2)/D_{\text{int tige}}^2 = 3-5$$

Avec :

D_{trou} : diamètre de trou ;

$D_{\text{int tige}}$: diamètre intérieur des tiges ;

$D_{\text{ex tige}}$: diamètre extérieur des tiges ;

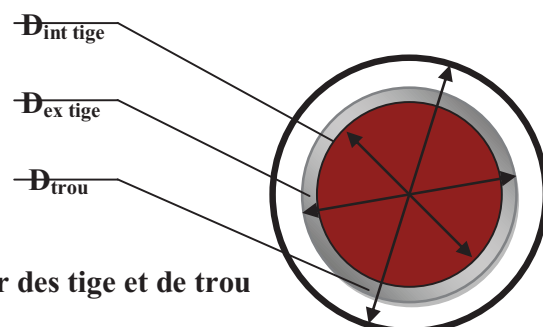


Fig. II-2: les diamètre d'extieur et d'interieur des tige et de trou

c) Choix du grade d'acier des tiges de forage :

Le choix du grade est fonction de :

- ✱ La profondeur maximale à atteindre
- ✱ La densité de la boue utilisée
- ✱ La réserve de traction souhaitée
- ✱ Le coefficient de sécurité souhaité
- ✱ Dimensions maximales et classes d'usure des tiges de forage utilisées
- ✱ Diamètre de forage

$$\zeta_t : \text{contrainte de traction} \quad \zeta_t = \frac{L_{Dc} * m_{Dc} + L_{Dp} * p}{S_{Dp}}$$

β – Le train de sonde est dans le puits remplis de boue :

$$\zeta_t = \frac{(L_{Dc} * m_{Dc} + L_{Dp} * p) * f}{S_{Dp}}$$

f : facteur de flottabilité

$$f = 1 - \frac{d_b}{d_a}$$

Avec :

d_a : Densité de l'acier $d_a = 7.85$, d_b : densité de la boue

d) Profondeur maximale que l'on peut atteindre avec un grade de tige donné :**1) Cas des puits verticaux :**

Les tiges seront utilisées au plus à 90% de la traction maximale admissible T_{\max} (80% dans le cas des puits déviés).

Pendant le forage, on gardera une réserve de traction R (marge de sécurité que l'on pourra utiliser en cas de coincement). La traction sera donc limitée à T avec

$$\mathbf{R} = T_{\max} - P_G \quad \text{et} \quad T_{\max} = \frac{T}{C_S}$$

$$P_G = (M_{DP} + M_{DC}) f$$

$$P_G = (m_{DP} * L_{DP} + m_{DC} * L_{DC}) f$$

Avec :

R : Réserve de traction en [TONNE] ;

T_{max} : Traction maximale en [TONNE] ;

P_G : Poids de la garniture dans la boue en [KdaN]

T : Tension à la limite élastique en [TONNE] ;

C_S : Coefficient de sécurité ; **C_S = 1.1** ;

M_{DP} : Poids total des drills pipe en [TONNE] ;

M_{DC} : Poids total des drills collars en [TONNE] ;

m_{DP} : Masse unitaire des drill pipe en [Kg/m] ;

m_{DC} : Masse unitaire des drill collars en [Kg/m] ;

L_{DP} : Longueur des drills pipe en [m] ;

La longueur maximale **L_{DP}** de tiges de grade donné que l'on peut utiliser tout en gardant une réserve de traction **R** est :

$$L_{DP} = [10^3 \times (0.9T_{\max} - R) / 0.981 \times K \times m_{DP}] - [L_{DC} m_{DC} / m_{DP}]$$

2) Cas des puits déviés :

On limite en générale la traction à 80% de la traction maximale admissible **T_{max}**. la traction sera donc limité à **T** avec :

$$T = 0.8 \times T_{\max} - R$$

1. Dans la partie verticale au dessus du point de KOP (Kick Of Point), le poids de la garniture

P₁ est donné par :

$$P_1 = 0.981 \times 10^3 \times K \times L_{KOP} \times m_{DP}$$

P₁: poids de la garniture dans la boue se trouvant au dessus du point kick off exprimé en **KdaN** ;

L_{KOP} : longueur des tiges se trouvant au dessus de KOP exprimé en **m** ;

M_{DP} : masse linéaire des tiges se trouvant au dessus de KOP exprimé en **Kg/m** ;

K : facteur de flottabilité ;

2. Dans la phase de build up (et de drop off), le poids de la garniture P_2 est donné par :

$$P_2 = 0.981 \times K \times h \times m_{DP}$$

Avec :

P_2 : poids de la garniture dans la boue se trouvant dans la partie de build up exprimé en **KdaN** ;

m_{DP} : masse linéaire des tiges se trouvant dans la partie en build up exprimé en **Kg/m** ;

h : hauteur verticale correspondant à la longueur du build up exprimé en **m** ;

Cette hauteur h est relié à la longueur du build up L_{BUP} par :

$$h = 573 \cdot L_{BUP} \times (\sin i) / I \quad \text{ou} \quad h = 573 \cdot \sin i / BUR$$

Avec:

L_{BUP} : longueur des tiges se trouvant dans la partie build;

BUR: Taux de build up exprimé en °/10m;

i : inclinaison de puits exprimé en °;

3. Dans la partie inclinée rectiligne, le poids P_3 est donné par :

$$P_3 = 0.981 \times 10^3 \times K \times (L_{INC} \times m_{DP} + L_{DC} \times m_{DC}) \times \cos i$$

Avec:

L_{INC} : longueur des tiges se trouvant dans la partie incliné rectiligne de puits en **m** ;

L_{DC} : longueur des masse-tiges **m** ;

m_{DC} : masse linéaire des masse-tiges se trouvant dans la partie incliné rectiligne **kg/m**;

P_3 : poids de la garniture dans la boue se trouvant dans la partie incliné rectiligne du puits, exprimé en **kdaN** ;

Le poids total **P** de la garniture dans la boue est ($P_1 + P_2 + P_3$).

La longueur maximale des tiges est obtenue en posant $T = P_1 + P_2 + P_3$

En posant :

$$H = (L_{KOP} + h + L_{INC} \times \cos i)$$

En définitive, la hauteur (verticale) maximale H_{max} des tiges, exprimée en m pour un grade donné en conservant une réserve de traction R est :

$$H = [10^3 \times (0.8T_{max} - R) / 0.981 \times K \times m_{DC}] - [L_{DC} \times m_{DC} / m_{DC}]$$

II.1.4.2. Les masse-tiges :

Dans le forage le rôle essentiel des masse-tige est :

- ✱ De fournir le poids nécessaire sur l'outil de forage ;
- ✱ De procurer une certaine rigidité à proximité de l'outil de forage ;

a) Calcul hydraulique des masse-tiges :

Le choix de ces derniers s'effectue suivant le rapport $S_e/S_i = 6-7$ tel que :

S_e : section de l'espace annulaire ;

S_i : section intérieure des masse-tiges ;

$$S_e/S_i = (D_{\text{trou}}^2 - D_{\text{ex tige}}^2)/D_{\text{int tige}}^2 = 6-7$$

Avec :

D_{trou} : diamètre de trou en pouce ;

$D_{\text{int Mtige}}$: diamètre intérieur des masse-tiges .

$D_{\text{ex Mtige}}$: diamètre extérieur des masse-tiges.

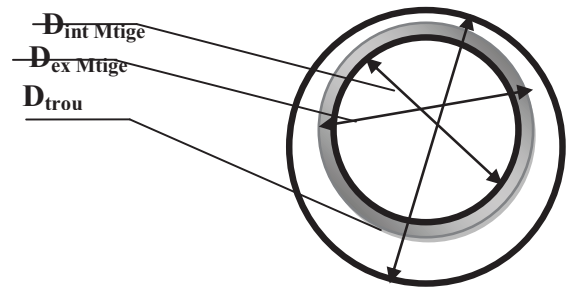


Fig. II-3: les diamètre d'extieur et d'interieur des masses tige et de trou

b) Calcul de la longueur des masse-tiges nécessaires pour appliquer

Un poids sur l'outil :

Soit la relation suivante reliant le poids appliqué sur l'outil et la longueur des masse-tiges :

$$L_{DC} = P_o 10^3 / 0.981 \times ((100 - s)/100). K . M_{DC} \times \cos i$$

P_o : poids appliqué sur l'outil exprimé en **KdaN**;

M_{DC} : masse linéaire des masse-tiges dans l'air en **Kg/m** ;

L_{DC} : longueur des masse-tiges permettant de mettre du poids sur l'outil exprimé en **m** ;

K : coefficient de flottabilité ;

Cos i : le cosinus de l'angle de l'inclinaison ;

Il faut théoriquement d'avantage de masse-tiges pour les puits déviés pour obtenir le même poids sur l'outil, mais dans ce cas, les tiges et les tiges lourdes seront utilisées en remplacement, avec les nouvelles générations d'outil, les poids appliqués sont relativement faibles.

II.4.4. Application numérique sur la phase 8"^{3/8}:

Forage dévié :

WOB = 12 tonne

$d_b = 1.40$ $K_f = 0.7388$

H = 3541m ($L_{KOP} = 3100m$, $h = 182m$ et $i = 45^\circ$)

Choix de BHA:

Puisque le forage est fortement dévier, on ne peut pas utiliser les masses tiges, on remplace ces derniers par des tiges lourds HWDP 5" 50# (74,40 kg/m)

$$L_{HWDP} = \frac{12 \times 10^3}{0.981 \times \left(\frac{100 - 25}{100} \right) \times 0.815 \times 74,4 \times \cos 45} = 380m$$

$$n = \frac{380}{9} = 42$$

n = nombre de tiges .

Choix des tiges:

On les tiges 5"^{1/2} grade G105 21.9# (32,58kg/m) classe Premium :

D'après la formule (2):

$$L_{DP} = \frac{10^3 \times [(0,8 \times 215 - 30)]}{0.981 \times 0.815 \times 32,58} - \frac{380 \times 74,4}{32,58} \times \cos 45 = 4875m$$

Donc on à une marge très important, pour forer cette phase avec ce type de tige. Que l'on peut l'utiliser en cas de coincement.

II.5. Programme de boue de forage :

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

II.5.1 Rôle du fluide de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- ✱ Nettoyage du puits,
- ✱ Maintien des déblais en suspension,
- ✱ Sédimentation des déblais fins en surface,
- ✱ Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- ✱ Dépôt d'un cake imperméable,
- ✱ Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- ✱ Entraînement de l'outil,
- ✱ Apport de renseignements sur le sondage,
- ✱ Augmentation de la vitesse d'avancement,
- ✱ Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- ✱ Contamination des formations productrices,
- ✱ Corrosion et usure du matériel,
- ✱ Toxicité et sécurité
- ✱ Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

II.6. Programme des outils de forage

L'outil de forage est le premier élément qui s'attaque aux terrains, donc c'est la pièce la moins volumineuse mais la plus importante. Le programme des outils est choisi en fonction de la nature et la forabilité des roches traversées, nature et caractéristiques du fluide de forage utilisé, paramètres de forage et adaptation des outils avec la formation.

En raison de la grande variété de dureté des formations ainsi que celle des outils, il n'est pas facile de choisir le meilleur outil pour le terrain que l'on traverse.

Dans les forages de développement les formations sont connues. Dans ce cas plusieurs types d'outils capables d'assurer un bon service. Par contre dans les forages d'exploration les terrains sont inconnus ce qui rend le problème plus complexe.

II.6.1. Types d'outils :

Nous avons deux types d'outils :

- ✱ **Les outils à molettes** : ils sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de l'outil. Plusieurs types de roulements sont utilisés (rouleaux avec ou sans étanchéité, paliers de friction, système de lubrification, etc.). Ces outils travaillent principalement en compression.
- ✱ **Les outils diamant** : ils ne possèdent pas de pièces tournantes ; ce sont des outils monobloc. Des diamants naturels et de synthèse sont utilisés pour leur fabrication. Les outils à diamant naturel travaillent à la façon d'une lime tandis que les outils à diamants synthétiques travaillent à la façon d'un rabot.

Les outils de forage ont évolué au cours du temps pour répondre aux problèmes techniques du forage qui s'avèrent de plus en plus complexes.

Toutes ces évolutions ont eu pour but d'augmenter la vitesse d'avancement et la durée de vie des outils, et donc de réduire le coût du forage.

Les évolutions actuelles consistent à utiliser de plus en plus le diamant sur les outils à molettes pour éviter la perte de diamètre.

Les anciens outils à molettes étaient très semblables à ceux utilisés de nos jours. Cependant la conception, la métallurgie et la fabrication se sont améliorées de façon significative. Les développements les plus importants ont été l'introduction :

- ✦ Des duses,
- ✦ Des picots de carbure de tungstène,
- ✦ Des roulements lubrifiés et étanches,
- ✦ Des paliers de friction.

II.6.2. Programme des outils pour le puits OMLZ 473:

Tableau II-1: des termes utilisés dans le programme des outils :

Bit	Outils
BHA type	Type de la BHA
Interval	Intervalle à forer
Formation	Formation à forer
Flow rate (Lpm)	Débit (l/min)
Nozzles	Nombre de duses
TFA (sq in)	Surface totale des duses
Pump pressure	Pression des pompes
WOB	Poids sur l'outil
RPM	Vitesse de rotation
Expected ROP	Vitesse d'avancement attendue

Tableau II-2: des termes utilisés dans le programme des outils Phase 26''


Bit	26" L115J	
BHA type	Rotary – Packed BHA	
Interval	Surface to ± 547 m	
Formation	Tertiary: Mio-Pliocene, Eocene Senonian: Carb, Anyhdrite	
Flow rate (Lpm)	1,000 – 3,500	
Nozzles	3 x 18 – 1 x 16	
TFA (sq in)	0.942	
Pump pressure	± 1,400psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	8-25 Ton	
RPM	80 – 110	
Expected ROP	7 m/hr (WC) / 9 m/hr (WOC)	

Tableau II-3: des termes utilisés dans le programme des outils Phase 16''



Bit	16" DSX913S-TFX	
BHA type	Rotary – Packed BHA	
Interval	547 m – 2,319 m	
Formation	Cretaceous :Senonian (Anhydr ,Salifere) Turonian, Cenom, Albian, Aptian, Barremian, Neocomien / Jurassic : Malm, Dogger(argileux, Lagunaire)	
Flow rate (Lpm)	2,800 – 3,200	
Nozzles	9 x 12	
TFA (sq in)	0.994	
Pump pressure	± 2,400 psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	15-30 Ton	
RPM	80-170	
Expected ROP	17 m/hr (WC) / 20 m/hr (WOC)	

Tableau II-4: des termes utilisés dans le programme des outils Phase 12^{1/4}»**Section verticale**

Bit	26" L115J	
BHA type	Rotary – Packed BHA	
Interval	Surface to ± 547 m	
Formation	Tertiary: Mio-Pliocene, Eocene Senonian: Carb, Anyhdrite	
Flow rate (Lpm)	1,000 – 3,500	
Nozzles	3 x 18 – 1 x 16	
TFA (sq in)	0.942	
Pump pressure	± 1,400psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	8-25 Ton	
RPM	80 – 110	
Expected ROP	7 m/hr (WC) / 9 m/hr (WOC)	

Section dévié


Bit	12 ¼" PDC HCM408	
BHA type	Directional BHA	
Interval	3,100 m – 3,295 m	
Formation	TS3, G10 and G30	
Flow rate (Lpm)	2,000 – 2,400	
Nozzles	8x15	
TFA (sq in)	1.381	
Pump pressure	± 4,400 psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	5-12Ton	
RPM	~ 50 at surface	
Expected ROP	6.5 m/hr (WC) / 8.5 m/hr (WOC)	

Tableau II-5: des termes utilisés dans le programme des outils Phase 8^{3/8}"



Bit	26" L115J	
BHA type	Rotary – Packed BHA	
Interval	Surface to ± 547 m	
Formation	Tertiary: Mio-Pliocene, Eocene Senonian: Carb, Anyhdrite	
Flow rate (Lpm)	1,000 – 3,500	
Nozzles	3 x 18 – 1 x 16	
TFA (sq in)	0.942	
Pump pressure	± 1,400psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	8-25 Ton	
RPM	80 – 110	
Expected ROP	7 m/hr (WC) / 9 m/hr (WOC)	

Tableau II-6: des termes utilisés dans le programme des outils Phase 6"

Bit	26" L115J	
BHA type	Rotary – Packed BHA	
Interval	Surface to ± 547 m	
Formation	Tertiary: Mio-Pliocene, Eocene Senonian: Carb, Anyhdrite	
Flow rate (Lpm)	1,000 – 3,500	
Nozzles	3 x 18 – 1 x 16	
TFA (sq in)	0.942	
Pump pressure	± 1,400psi (based on hydraulic calculations)	
WOB	8-25 Ton	
RPM	80 – 110	
Expected ROP	7 m/hr (WC) / 9 m/hr (WOC)	

II.7. Harmonisation des diamètres :

L'harmonisation a pour but de choisir les diamètres de forage et de sélectionner les diamètres des colonnes de tubage à descendre dans le puits.

Pour déterminer les diamètres respectifs de tubage et de forage (outil) on se base sur la colonne de production et le mode de complétion (simple ou double) autrement dit le calcul se fait de bas en haut et la réalisation s'effectue de haut en bas.

Ainsi donc l'harmonisation doit reprendre aux exigences suivantes:

- ✱ Passage libre de la colonne à descendre.
- ✱ Epaisseur suffisante de ciment dans l'espace annulaire (gaine de ciment).
- ✱ Possibilité d'introduire des appareils de mesure.

II.7.1 Le diamètre de l'outil utilisé pour la dernière phase:

Diamètre du trou doit être égal à:

$$D_{tr} = D_m + 2\delta$$

D_{tr} : diamètre du trépan (mm).

D_m : diamètre de manchon de tubage (mm).

δ : jeu entre le manchon et le trou (mm).

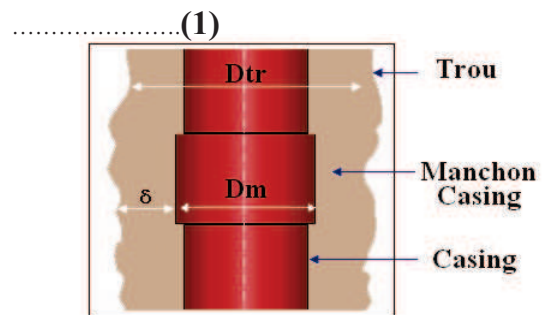


Fig. II-4: Eléments de l'équation (1)

Tableau II-7: représentatif des différentes valeurs de δ

Diamètre Extérieure Casing (in)	δ (mm)
De 4 ^{1/2} à 5"	5 - 7
De 5 ^{1/2} à 6 ^{5/8}	7 - 10
De 7" à 8 ^{5/8}	10 - 15
De 8 ^{5/8} à 9 ^{5/8}	15 - 20
De 10 ^{3/4} à 11 ^{3/4}	25 - 30
13 ^{3/8}	30 - 40
> 13 ^{3/8}	40 - 50

II.7.2 Diamètre intérieur de la colonne précédente:

Diamètre intérieur de la colonne précédente doit être égal à:

$$D_{int.c.p} = D_{tr} + 2\Delta \quad \dots\dots\dots(2)$$

$D_{in.c.p}$: Diamètre intérieur de la colonne précédente.

D_{tr} : Diamètre de l'outil passant à l'intérieur du casing.

Δ : Le jeu entre l'outil et la paroi intérieure de la colonne.

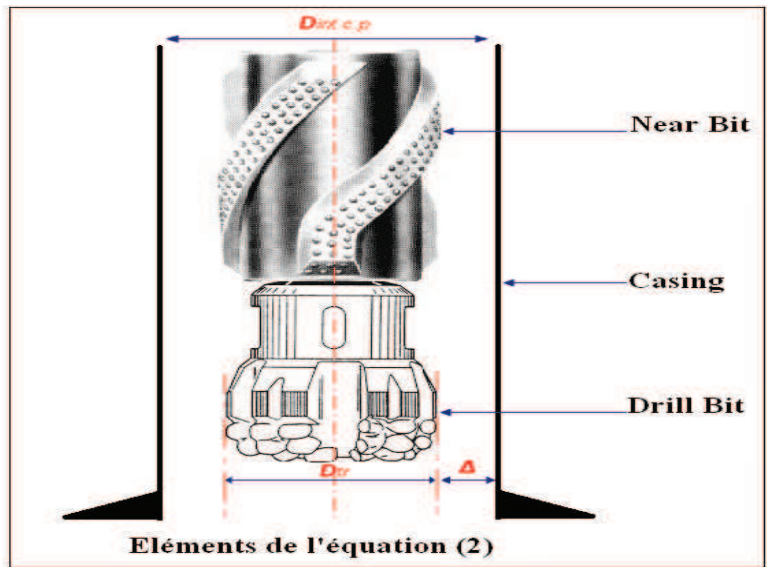


Fig. II-5: Élément de l'équation (2)

II.7.3 Application numérique:

4^{ème} phase: (FF.C10)

$$D_{ex.csg} = 7'' = 177,80\text{mm}$$

$$D_{csg} = 7''$$

$$D_m = 194,50\text{mm}$$

$$D_{tr} = D_m + 2 \delta$$

$$\delta = 10$$

$$D_{tr} = 194.50 + (2 \times 10)$$

$$D_{tr} = 214.50\text{mm} = 8,44''$$

$$D_{tr} = 8''^{3/8} (*)$$

(*) : Quelques diamètres ne conviennent pas avec les calculs ceux-ci ont été réduits de quelques millimètres pour des raisons économiques ou techniques.

Et ainsi de suite on continue le calcul jusqu'à la première phase. Les résultats sont résumés dans le tableau récapitulatif suivant:

Tableau II-8: Tableau récapitulatif des diamètres

Phase	D _{OH} (in)	D _{CSG} (in)
1	26"	18" ^{5/8}
2	16"	13" ^{3/8}
3	12" ^{1/4}	9" ^{5/8}
4	8" ^{3/8}	7"
5	6"	Open Hole

II.8. programme de tubage

Le tubage c'est une opération qui consiste à descendre un train de tubes jusqu'à la côte d'arrêt du forage et le faire fixer à l'aide d'un bouchon de laitier du ciment entre les parois et le trou et le diamètre extérieur des tubes.

On appelle programme de tubage d'un puits, l'ensemble des prévisions concernant les diamètres de tubage, ainsi que les côtes auxquelles interviennent des changements dans ces diamètres.

Les facteurs déterminant le choix d'un tel programme sont les suivants :

- ✱ Destination du puits ;
- ✱ Profondeur du puits ;
- ✱ Particularités géologiques du gisement ;
- ✱ Composition chimique du fluide de couche (eau chlorurée calcique, eau salée, hydrocarbure gazeux ou liquide) ;
- ✱ Profil du puits ;
- ✱ Méthode de complétion ;
- ✱ Exigence de la protection de la nature ;
- ✱ Facteur économique.

Chaque casing devra être l'objet d'un calcul habituel afin de déterminer les résistances à l'effort de :

- Traction,
- Ecrasement,
- Eclatement.

II.8.1 Rôle du tubage

Le tubage d'un puits est l'opération qui consiste à faire descendre dans un puits un ensemble de tubes ayant le diamètre légèrement inférieur à celui du trou, et permettant :

- ✱ La fondation d'un canal isolé pour la remontée du pétrole ou du gaz du fond du puits à la surface ;
- ✱ Le maintien en place des parois du puits pour éviter les éboulements ;
- ✱ La séparation de toutes les couches traversées (aquifères, gazifières et pétrolières) les unes des autres.

Considérant les inconvénients qui peuvent apparaître tels que : perte totale de la boue de forage ; éruption, coincement du train de sonde, etc.

II.8.2 Efforts appliqués sur les colonnes de tubage :

Les efforts les plus importants affectant la colonne sont :

- ✱ Les efforts de traction ;
- ✱ Les efforts d'écrasement ;
- ✱ Les efforts d'éclatement.

II.8.3 Les différentes colonnes de tubage :

✦ Tube guide

Ce tube est utilisé la couche de surface et très tendre, son rôle est de protéger les colonnes intérieure contre la corrosion et d'assurer la verticalité du trou dans les premiers mètres forés et de canaliser la circulation de la boue vers les bassins.

✦ Colonne de surface

Appelée encore 1^{ère} colonne technique ou colonne de fermeture des eaux, destinée à isoler le sondage des nappes phréatiques d'eau douce contenues dans les couches supérieures, maintenir les terrains de surface non consolidés.

✦ Colonne technique ou intermédiaire

Appelée aussi colonne de protection elle permet d'isoler les formations contenant les fluides sous fortes ou faibles pressions ; protéger les zones de faible résistance qui risque de se fracturer sous le poids, la pression de la boue.

✦ Colonne de production

Indispensable dans le cas d'un sondage de production elle permet d'isoler la couche productive, et la mise en œuvre du matériel de production au fond du puits.

II.8.4 Méthode de calcul du tubage :

a) La méthode de GULF :

Le calcul de tubage par la méthode de **GULF** est essentiellement utilisé dans les sondages de développement où l'on peut avoir des précisions sur le programme de forage et tubage, les pressions des couches, les logs géologiques, les cimentations. Cette méthode ne convient que pour le calcul des colonnes techniques.

La méthode retient les coefficients de sécurité suivants :

✱ **Ecrasement :**

On admet que la cimentation diminue les efforts d'écrasement sur les tubes.

Partie cimentée : $C_s=0.85$. Le tube peut se vider (perte totale) ;

$C_s=0.65$. Le tube est constamment plein ;

Partie non cimentée : $C_s=1.00$;

✱ **Eclatement :** $C_s=1.00$;

✱ **Traction :** $C_s=1.75$.

b) La méthode de calcul API :

Cette méthode est utilisée pour le calcul des colonnes de production elle retient les coefficients de sécurité suivant :

✱ **l'éclatement** $K_{ec1} = 1.100$ la colonne est supposée pleine et l'extérieur est complètement vide ;

✱ **l'écrasement** $K_{ecr} = 1.125$, la colonne est supposée vide à l'intérieur et pleine à l'extérieur ;

✱ **la Traction** $K_{tra} = 1.750$, la colonne est supposée suspendue.

II.8.5. Application pour la phase 8" ^{3/8} :

- **Calcul de la colonne de tubage 7" :** nous utilisons la méthode API pour le calcul de cette phase du vue que c'est une colonne technique :

Données de départ

- La colonne est cimentée jusqu'à la cote 2538m
- Diamètre de tubage 7" =177.8 mm.
- Hauteur de tubage H = 3509.18 m MD, 3387 m TVD.
- Densité de la boue $d_b = 1.4$ SG.
- Inclinaison $\alpha = 45^\circ$; KOP = 2998m

1. Choix des tubes du premier tronçon :

En paker :

$$R_{ecr} = (h * db / 10.2) * K_{ecr} \text{ avec } K_{ecr} = 1.125$$

$$= 1.4 * 2538 / 10.2 * 1.125$$

$$= 391.89 \text{ bar.}$$

En sabot :

$$R_{ecr} = h * db / 10.2 * K_{ecr} \text{ avec } K_{ecr} = 1.125$$

$$= 1.4 * 3387 / 10.2 * 1.125$$

$$= 523 \text{ bar}$$

R_{ecr} de paker < R_{ecr} de sabot donc le sabot résisté le paker.

D'après le formulaire F.F C₁₇ page 127 on prend la **P110** standardisé par l'API (selon la disponibilité)

$$P_{ecr} = 523 \text{ bars, } 29.00 \text{ \#, } e = 20.7 \text{ mm, } q_1 = 78.72 \text{ Kg/m}$$

2. Choix des tubes du deuxième tronçon :

On les choisit de façon à ce qu'il soit le plus proche possible du premier tronçon

(Tubes API). d'après le F.F on choisit **P110**, 32.00#, $P_{ecr2} = 366$ bars

Puisque on a un problème de gonflement dans la zone TRIAS ARGILEUX-GRESEUX G35.

Tableau II-9: Le tableau récapitulatif de la phase 7'' :

tronçon	N° de joint	Longueur (m)	poids (lb/ft)	connections	P_{ecr} (bar)
---------	-------------	-----------------	------------------	-------------	--------------------

1	63	846.00	29.00	N.VAM	773.591
2	10	106.12	32.00	N.VAM	859.085

Casings descendus dans le puits OMLZ473 de toutes les phases.

III.1. Méthodes d'évaluation des réserves :

L'estimation des coûts d'investissement d'un gisement consiste, lors de la découverte de ce dernier, de déterminer sa valeur ainsi que l'investissement nécessaire pour sa mise en exploitation. Olivier Appert, président d'IFP Energies nouvelles estime qu'« évaluer les réserves d'un champ de pétrole est comme essayer de deviner le stock d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure ».

On définit en général trois valeurs pour caractériser un gisement :

- ❖ les réserves prouvées ou 1P représentent la quantité de pétrole qui sera extraite avec les moyens techniques actuels avec une probabilité de 90% et plus (entre 90% et 100%) ;
- ❖ les réserves probables ou 2P représentent la quantité de pétrole qui sera extraite avec une probabilité de 50% et plus (entre 50% et 100%) ;
- ❖ les réserves possibles ou 3P représentent la quantité de pétrole éventuellement produite mais dont l'accessibilité n'est pas établie à mieux que 10%.

Tout est question de définition et d'utilisation de ces valeurs (qui servent à juger de la valeur d'un gisement mais également, à une autre échelle, à déterminer l'assise énergétique d'un pays).

Il n'existe pas de norme internationale harmonisant la déclaration des réserves pétrolières. Si les compagnies pétrolières cotées aux États-Unis déclarent les réserves 1P en cours d'exploitation, la majorité des producteurs hors OPEP et États-Unis déclarent leurs réserves 2P, ce qui se rapproche des volumes de pétrole qui seront réellement produits. Les membres de l'OPEP déclarent officiellement leurs réserves 1P mais la forte croissance de leurs réserves ces dernières années laissent à penser, selon Jean Laherrère à l'incorporation progressive des réserves 2P dans les déclarations, sans que ce ne soit annoncé.

Le volume des réserves est un sujet extrêmement sensible pour les pays producteurs. Les manipulations de chiffres sont courantes et d'autant plus faciles que la plupart des réserves sont détenues par des compagnies nationales. Il ne faut pas oublier que la capacité d'emprunt des pays vivant essentiellement de la manne pétrolière dépend du volume de pétrole restant dans leur sous-sol. Les réserves déclarées de l'Arabie Saoudite sont passées de 170 à 258 milliards de barils de 1989 à 1990.

III.2. différentes méthodes de maintien de pression de puits :

Deux des techniques courantes de maintien de la pression sont l'injection d'eau et de gaz (air , azote , dioxyde de carbone et gaz naturel) dans les réservoirs où la pression naturelle est réduite ou insuffisante pour la production . Ces deux méthodes nécessitent le forage de puits d'injection auxiliaires en des endroits précis pour obtenir les meilleurs résultats . L'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression d'exploitation dans le puits est appelée déplacement naturel . L'injection de gaz sous pression pour augmenter la pression du réservoir est appelée extraction par injection

▪ L'injection d'eau

La méthode secondaire de récupération assistée la plus courante consiste à envoyer de l'eau dans un réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production . dans le système de maille à cinq puits, par exemple , on force quatre puits qui forment un carré dont le centre est occupé par le puits de production . L'injection est réglée afin de maintenir une progression égale de l'eau dans le gisement jusqu'au puits de production . Une partie de l'eau utilisée est de l'eau salée extraite du pétrole brut . Dans le système d'injection d'eau à basse pression , on ajoute un agent tensioactif à l'eau pour faciliter le passage de l'eau à travers le gisement en réduisant son adhérence à la roche

▪ L'injection de produits miscibles

L'injection de liquide miscible et l'injection de polymères miscibles sont des méthodes secondaires de récupération assistée utilisées pour améliorer l'injection d'eau en réduisant la tension superficielle du pétrole brut . Un liquide miscible (c'est-à-dire qui peut se dissoudre dans le brut) est injecté dans le gisement . On envoie ensuite un autre liquide qui chasse le mélange brut-liquide miscible vers le puits de production . L'injection de polymères miscibles consiste à employer un détergent pour extraire le brut des couches . Un gel ou une eau boueuse sont injectés juste après le détergent afin de déplacer le brut vers le puits de production.

▪ La combustion in situ :

La combustion in situ est une méthode de récupération thermique onéreuse consistant à injecter de grandes quantités d'air ou de gaz contenant de l'oxygène dans le gisement et à faire brûler une partie du pétrole brut . La chaleur dégagée fluidifie le brut lourd et facilite son déplacement . Les gaz chauds , produits par le feu , augmentent la pression dans le réservoir et créent un front de combustion étroit qui pousse le brut fluide du puits d'injection vers le puits de production . Le brut plus lourd reste en place et alimente la combustion à mesure de la lente

progression du front de combustion . Le processus est suivi de près et régler par dosage de l'air ou du gaz injecté .

▪ L'injection de vapeur

L'injection de vapeur consiste à chauffer le pétrole brut pour réduire sa viscosité en injectant de la vapeur d'eau surchauffée dans la strate la plus profonde d'un réservoir relativement peu profond . La vapeur est injecté sur une période de 10 à 17 jours, et le puits est fermé pendant une semaine environ pour permettre à la vapeur de bien chauffer tout le réservoir . Pendant ce temps, la forte chaleur cause l'expansion des gaz du réservoir et, par conséquent , fait augmenter la pression dans celui-ci . Le puits est alors rouvert et le brut chauffé , moins visqueux, se déverse dans le puits . Une méthode plus récente consiste à injecter de la vapeur d'eau moins chaude à basse pression dans secteur plus étendu couvrant deux ou trois zones...ou plus ... à la fois , ce qui crée une nappe de vapeur qui comprime le pétrole dans chacune de ces zones . Cela permet d'obtenir un flux de pétrole plus important à la surface tout en utilisant moins de vapeur .

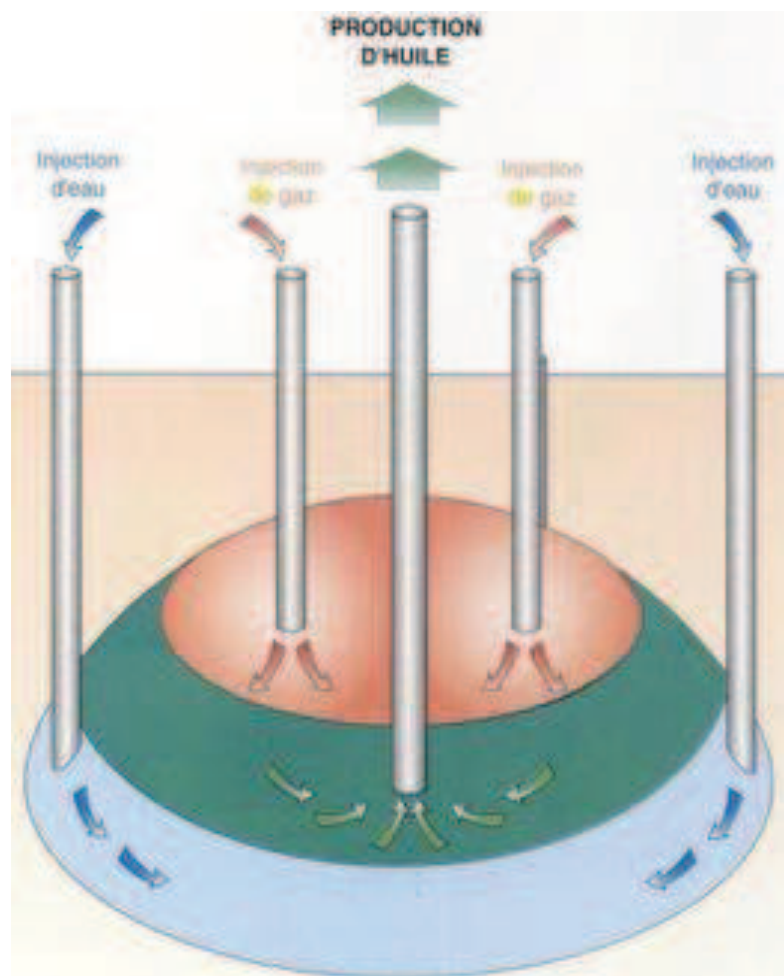


Fig. III-1: Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz .

III.3. Les principes de gas-lift et leur applications :

III.3.1 Les principes

L'objectif d'une activation par gas-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement (*bottom hole flowing pressure*) et augmenter ainsi la production du réservoir. Le principe du gaz lift consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur. La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (GLRt = total Gas Liquide Ratio). Le GLTt optimum est le ratio entre le volume de gaz(injecté + produit) et le liquide produit lorsque la production du puits atteint son maximum. Le point délicat d'une conception de gas-lift reste l'estimation des pertes de charges en écoulement multiphasique qui sont obtenues à partir de recueils de courbes ou à l'aide d'un ordinateur. Une fois en possession des bonnes courbes ou du bon logiciel, le design commence et s'effectue en deux étapes :

- la première étape concerne le futur profil du puits : En fonction des données disponibles, le débit est calculé, le tubing est choisi et la quantité de gaz nécessaire est estimée.
- la seconde étape est de concevoir le système de décharge du puits. La position des mandrins de décharge, la taille et le tarage des vannes sont déterminés dans cette étape. Une des questions principales est de décider du type de vannes à utiliser. Certaines sont pilotées par la pression du tubing (*fluid operated valve = tubing operated valve*), d'autres par la pression du casing(*gas operated valve = casing operated valve*). Pour illustrer le principe du gas-lift. La figure : en bien; dynamique conditions schématise le puits avec, à présent, une injection de gaz dans le tubing à partir de la vanne à 4800 pieds (point G). Comme le puits démarre en produisant 100 % d'eau, le gradient sous le point d'injection (point F) reste de 0,1 kg/m²/m (0.433 psi/ft). L'effet du gaz est très net et l'on voit, en particulier, que le poids de la colonne entre la vanne à 4800 pieds et la surface(point I) est grandement réduit. Le niveau liquide remonte à la surface et la pression en tête est d'environ 200 psi.

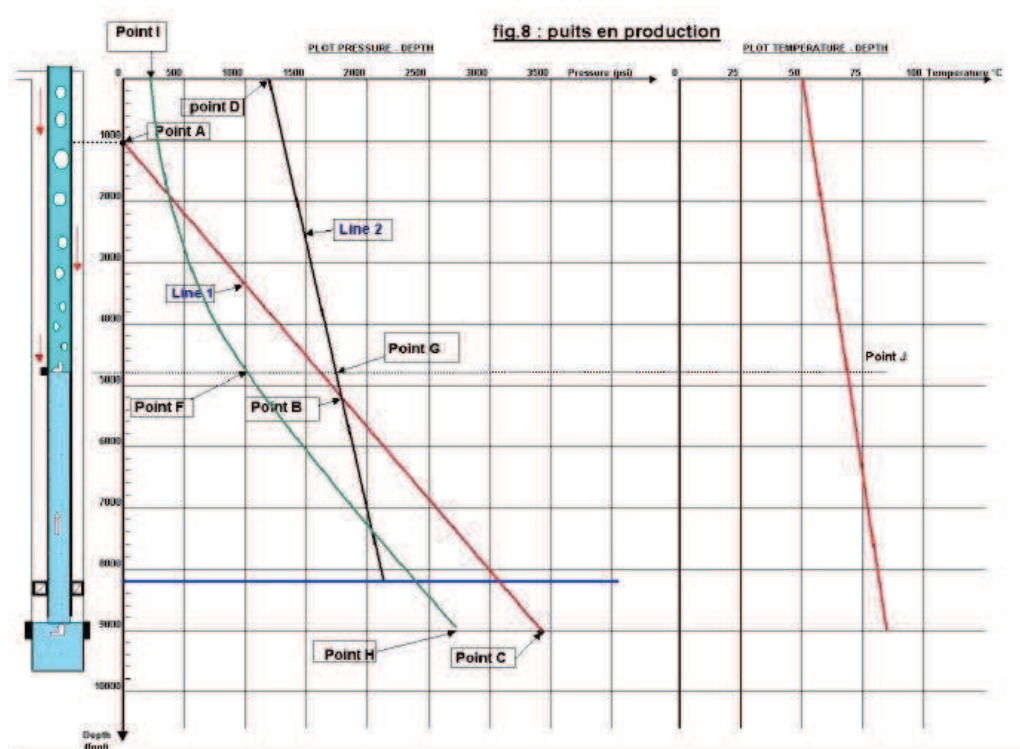


Fig. III-2 : En bien, dans des conditions dynamiques

De nouveaux points sont définis :

Point F: pression tubing à la profondeur de la vanne : $P_{tv} = 1000$ psi
(*tubing pressure at valve depth*).

Point G: pression d'injection du gaz à la profondeur de la vanne : $P_{cv} = 1700$ psi
(*gas pressure at valve depth*).

Point H: pression d'écoulement au fond : $P_{wf} = 2500$ psi
(*bottom hole flowing pressure*).

Point I: pression du tubing en tête en écoulement : $P_{whf} = 250$ psi
(*well head flowing pressure*).

Point J: température à la profondeur de la vanne en écoulement : $(T_{iv}) = 70$ °C
(*flowing temperature at valve*)

Une telle configuration est appelée '*single point*' gas-lift. Cependant, le point d'injection est à une cote trop haute comparée à la profondeur du réservoir et l'efficacité de l'installation sera très médiocre.

Ainsi, lorsque la pression du gaz disponible n'est pas assez forte pour amener le gaz à un niveau proche du packer, des vannes de gas-lift doivent être installées tout au long du tubing pour décharger le puits (*to unload the well*) et pour permettre un point d'injection final profond (*deep final injection point*). La conception doit être faite avec soin pour être certain que le gaz atteindra la première

vanne , ensuite les vannes intermédiaires et enfin, la vanne la plus profonde. De plus, en phase d'exploitation toutes les vannes de décharge doivent être fermées et seule la vanne la plus profonde doit être ouverte .

III.3.2. Les applications du gas-lift :

Le gas-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

–Les puits à huile:

L'application principale du gas-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés . De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

– Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (*air lift*).

– Démarrage des puits:

Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.

– Nettoyage de puits injecteur (*Injector clean up*) :

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire.

III.3.2.1. Les principaux paramètres du gas-lift

• Pression en tête de puits (*Well head pressure*)

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins .Il en découle que les puits en gas-lift ne doivent jamais être 'dusés' en tête de puits .Une règle du pouce dit que les besoins en gaz sont divisés par 2 quand la pression en tête de puits est divisée par 2.

- **Pression du gaz injecté**

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en ‘single point’ ce qui simplifie grandement la conception, l’exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l’augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d’un puits. Ce sera le cas si le gaz provient d’un champ à gaz sur le déclin ou s’il sort de compresseur de moins en moins performants.

- **Profondeur de l’injection du gaz**

Plus le point d’injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d’injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d’un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d’une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certaines complétions sont équipées d’un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

- **IP important et effet de peau (*high PI and Skin effect*)**

La production d’un puits dépend directement du ‘draw-down’ appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L’activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d’activation. L’effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d’activation ne peuvent amener. On appelle ‘effet de peau’ l’endommagement des premiers centimètres du réservoir. L’effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l’acidification, la re-perforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

III.3.2.2. Caractéristiques, avantages et limites du gas-lift :

- **Caractéristiques**

Le gas-lift est un moyen efficace d’activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou onshore et surtout ceux à GLR élevé. La conception d’une installation gas-lift n’est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits. De même, les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l’exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (*tubing mounted valves*) et qui nécessitent une reprise (*work over*). Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile. Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de

gaz comprimé sont nécessaires. A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est recomprimé pour son utilisation dans le circuit gaz lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir.

- **Les avantages de gaz lift**

- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.
- Grâce au gas-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.
- Le gas-lift est tout à fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir .
- Le gas-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau .
- Le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

- **Les limites du gas-lift**

- Le gas-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (compression plant) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plateforme dans les développements offshore .Le gaz à la surface à une pression basse et doit être recomprimé pour être réinjecté.
- Le gas-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gas-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- Le gas-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après re-compression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.
- Le gas-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.

- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- Le gas-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H₂S dans le gaz.

- Comparaison entre le gas-lift et les autres techniques d'activation :

Les points forts et les points faibles de chacun comparés au gas-lift sont :

ESP, Pompe Electro Submersible (*Electro Submersible Pump*)

- Points forts comparés au gas-lift :
 - peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basse (*bottom hole flowing pressure*)
 - rendement plus élevé (*higher efficiency*)
 - électricité plus facile à produire que le gaz
- Points faibles comparés au gas-lift :
 - ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent, même si le GLR est faible .
 - peu flexible, à l'exception des puits avec variateurs de vitesse .
 - détection des problèmes plus difficiles .
 - réparations (repairs) plus difficiles .
 - accès au réservoir nécessitant des complétions complexes .
 - panes plus fréquents (*lower MTBF -mean time between failures*) .

Pompage aux tiges (*Rod pumping*)

- Points forts comparés au gas-lift :
 - adapté aux puits isolés .
 - électricité plus facile à produire que le gaz .
 - mieux adapté pour les huiles lourdes .
- Points faibles comparés au gas-lift :
 - peu flexible .
 - réparations (repairs) plus difficiles .
 - pas adapté aux gros volumes produits .
 - ne peut produire en présence de gaz libre, même si le GLR est faible .

PCP, pompe à cavité progressant (*progressive cavity pump*)

- Points forts comparés au gas-lift :
 - capable de produire des puits chargés de paraffine et de solides
 - adapté aux puits isolés
 - électricité plus facile à produire que le gaz
- Points faibles comparés au gas-lift :

- réparations(repairs) plus difficiles.
- peu flexible .
- pas adapté aux gros débits

Pompe à effet Venturri (Jet pumping) :

- Points forts comparés au gas-lift :
 - adapté aux puits isolés
 - électricité plus facile à produire que le gaz
- Points faibles comparés au gas-lift :
 - peu flexible.
 - pas adapté aux gros volumes produits
 - nécessite de gros volumes de liquide à haute pression.

III.4. Le pompage (l'injection d'eau) :

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

- 1) Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère(ou de gaz-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.
- 2) Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

III.5. Différentes méthodes de la récupération :

III.5.1. Mécanisme de drainage naturel :

On appelle ainsi les mécanismes qui, dans le gisement, provoquent lors de l'exploitation le déplacement des fluides vers les puits. On peut distinguer :

L'expansion monophasique : (dans le cas de gisement de gaz ou d'huile sous-saturée). Très importante pour les gaz, elle ne permet pour les huiles qu'une récupération de quelques pourcent (grande différence entre les compressibilités du gaz et de l'huile).

L'expansion du gaz dissous : (à pression inférieure à la pression de bulle),

Comme on l'a vu, le GOR de production croissant rapidement, chaque volume d'huile cote de plus en plus cher énergie de gisement.

L'expansion de l'eau d'un aquifère lié au gisement : cette expansion limite la chute de pression d'un gisement d'huile et drain celui-ci. Pour un gisement de gaz ce phénomène peut par contre être nuisible, par piégeage de gaz haute pression derrière l'avance de l'interface gaz-eau.

L'expansion d'un gaz cap : surmontant huile (gisement d'huile saturée).

Malheureusement on risque de se trouver confronté à un problème de venue de gaz suite à la formation d'un cône de gaz (*coning*) aux abords du puits

L'imbibition : L'huile matricielle peut être déplacée par l'eau, par suite de la mouillabilité préférentielle de la roche à l'eau, mais ce procédé est très lent (réservoir hétérogène).

III.5.2. Récupération secondaire : il y a deux méthodes :

III.5.2.1. méthode d'injection d'eau :

a. Aspects technique et économique :

- Aspects technique :

Avec une injection d'eau, le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère (viscosité de l'huile faible) et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'efficacité, c'est-à-dire la récupération, sera donc élevée ou moyenne.

Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent de couches aquifères, situées à faible profondeur, et de l'eau de mer en offshore, ou en surface à terre (lacs, rivières). mouillable à l'eau, ce qui est souvent le cas, sauf pour certains réservoirs

L'injection d'eau est favorable pour les gisements hétérogènes dont la roche est carbonatée.

L'imbibition y jouera un rôle non négligeable si les débits ne sont pas trop grands.

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement : en effet, le mélange d'eau injecté avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles (SO_4Ba) qui bouchent les puits.

- Aspect économique :

Les investissements sont en générale plus élevés pour l'injection d'eau que pour l'injection de gaz : en effet, le nombre de puits injecteurs d'eau est plus grand que pour du gaz, la mobilité de l'eau et donc l'injectivité tant plus faible.

Mais le débit est aussi fonction de la pression d'injection

- La mise en œuvre :

Il faut, pour réaliser une injection d'eau :

Avoir un approvisionnement en eau suffisant en quantité, qualité et régularité ; avoir de installations de traitement d'eau (oxygène, prévention de l'incompatibilité avec l'eau de gisement, avec la roche, filtration, élimination des bactéries) ;

Avoir un équipement convenable des puits d'injection et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité (essais). Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs (efficacité verticale) ;

Avoir des installations de pompage (si nécessaire) ;

Contrôler le dispositif d'injection et le balayage : traceurs radioactif par exemple, pour distinguer le puits à l'origine de l'arrivée d'eau.

b. Mécanisme de balayage :

- Gisement homogènes :

Les considérations qui suivent supposent un réservoir constitué par une seule couche homogène dans laquelle le mouvement des fluides est horizontale, c'est là un cas passablement théorique, mais dont l'étude est cependant utile.

Eventuellement, si la phase d'exploitation primaire a duré trop longtemps, l'huile n'est plus productible, le rapport gaz-huile étant devenu trop élevée dans les puits de production.

Le démarrage de l'injection se traduit par une augmentation de la pression en chaque point du gisement. Elle est importante au voisinage des puits l'arrivée du front d'huile au puits de production marque la fin de la période de d'injection, et décroît en direction des puits de production.

Par conséquent, l'injection d'eau n'aura pas pour conséquence immédiate une augmentation de la production d'huile. Cette dernière sera parcourue d'une période de remplissage du réservoir qui durera le temps nécessaire à l'injection d'un volume d'eau approximativement égal au volume de la phase gaz libre initial dans l'ensemble du réservoir. Durant cette première phase, une grande partie du gaz sera redissoute et le reste sera expulsé par les puits de production. On peut schématiser ce remplissage sous l'aspect d'une avance d'un front d'huile, se déplaçant en avant du front d'eau et beaucoup plus vite que ce dernier ; en arrière de ce front d'huile la saturation en gaz est réduite à une valeur résiduelle ; remplissage.

Au cours de cette première période, un front de déplacement se forme autour de chaque sonde d'injection, suivant une surface cylindrique axiale sur le puits, dont le rayon augmente au fur et à mesure de la poursuite de l'injection. Il demeure en arrière de ce front une certaine saturation en huile, qui sera par la suite réduite jusqu'à une valeur résiduelle, par entraînement progressif des particules d'huile par l'eau en mouvement.

Lorsque cette phase de remplissage est terminée, la progression du front se poursuit de façon semblable, mais alors les venues d'huile augmentent aux puits au puits considéré (en américain break through -B.T) de laquelle l'eau est capable de s'écouler, cette seconde phase de la période d'injection ne voit pas l'apparition d'eau dans les puits de production.

Le début d'une telle production d'eau manifeste l'arrivée du front de déplacement de production pour devenir à peu près égales aux volumes d'eau injectés.

Si la saturation en eau initiale de la roche-magasin était inférieure à celle à partir

-Gisements hétérogènes :

On peut classer les gisements hétérogènes en trois types principaux :

- Réservoirs fracturés, réservoirs stratifiés, réservoirs à hétérogénéités réparties.
- Pour l'ensemble de ces gisements l'imbibition joue un rôle important. Ce

phénomène qui résulte de l'existence de gradients de pression capillaire dus à l'envahissement partiel du magasin par l'eau injectée est en général aidée par la pesanteur. Il tend à faire pénétrer l'eau dans les zones peu perméables et à en chasser l'huile. La vitesse d'imbibition étant pratiquement indépendante du débit imposé à l'eau, l'imbibition est d'autant plus importante qu'elle a eu plus de temps pour se faire sentir, donc que le déplacement est plus lent.

- Les courbes de récupération d'huile en balayage à l'eau des gisements hétérogènes ont donc l'allure.

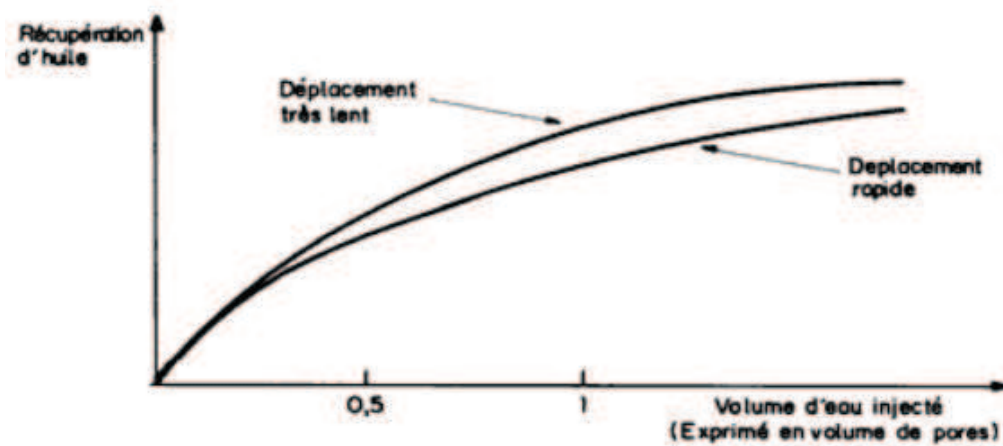


Fig. III-3: La récupération d'huile en balayage à l'eau dans les gisements hétérogènes.

III.5.2.2. méthode d'injection de gaz :

a. Choix du procédé .divers modes d'injection :

L'injection de gaz dans un gisement d'huile se fait soit dans le gas-cap s'il en existe un, soit directement dans l'huile.

Le gaz injecté est presque toujours constitué d'hydrocarbures. L'injection d'air a parfois été essayée, mais elle présente de nombreux inconvénients (corrosion des puits, oxydation de l'huile, risque d'explosion).

- L'injection dans le gaz-cap :

Lorsqu'un gaz-cap existe dans le gisement vierge ou s'est créé par ségrégation en cours de production primaire, une alimentation artificielle permet de maintenir sa pression et de forcer le gaz dans l'huile, d'où entraînement de celle-ci vers les puits de production. Le phénomène est l'aquifère.

- L'injection de gaz directement dans l'huile :

Ce cas est celui de gisements plats sans gaz-cap où le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production.

Le principal facteur qui permet de décider la mise en œuvre de l'injection de gaz est l'existence, à proximité du gisement à drainer, d'une source de gaz bon marché, disponible en suffisance. Le recyclage du gaz produit avec l'huile constitue une première source, mais qui ne permet qu'un ralentissement de la chute de pression du réservoir. Il faut faire appel comme seconde source à un gisement de gaz voisin ou au gaz d'un gazoduc passant à proximité .

Il est d'ailleurs facile de chiffrer la quantité de gaz nécessaire à un maintien complet de la pression.

Soit un gisement d'huile produisant à une certaine époque avec un rapport gaz/huile égale R tel que $R = R_s + R_c$

La production d'une unité de volume d'huile de stockage correspond dans le gisement au retrait du volume fluide : $B_o + R_c \cdot B_g$ cependant que la production de gaz en surface est $R_s + R_c$

Si à tout on réinjecté I pour cent du gaz produit, le volume conditions de fond du gaz réinjecté est $I (R_s + R_c) B_g$

Il y a maintien totale de la pression s'il a égalité des volumes soutirés et introduits, c'est-à-dire pour :

$$I = \frac{B_o + R_c B_g}{(R_s + R_c) B_g}$$

Dans le cas particulier où il n'y a pas de gaz libre produit, on obtient :

$$I = \frac{B_o}{R_s B_g}$$

Notons que si l'on injecté du gaz sec dans un gisement d'huile, l'huile que l'on produit est constituée d'une part par l'huile déplacée hors du milieu poreux, d'autre part par les constituants de l'huile vaporisés par le gaz injecté. Si l'huile est très légère la fraction massique d'huile vaporisées peut être très élevée et par suite la récupération d'huile du gisement très bonne.

Deux autres remarques doivent être faites :

- Tout projet d'injection de gaz doit être précédé d'expériences en laboratoire (balayage d'une carotte, modèle physique).
- L'injection de gaz pour les besoins de la récupération secondaire constitue également un stockage souterrain de gaz et peut être de ce fait économiquement intéressante.

b. Mécanique du balayage :

Le drainage au gaz, comme le drainage à l'eau, donne naissance à un front de déplacement, mais celui-ci est moins marqué (variation de saturation en huile plus faible). Le gaz ne mouille pas la roche et va s'infiltrer au milieu de l'huile, tendant à créer une phase gazeuse continue à travers le réservoir.

Un front net a cependant de bonnes chances d'apparaître lors d'une extension de gas-cap, la pesanteur facilitant le maintien de la ségrégation des phases.

Des essais de balayage au gaz à pression voisine de la pression atmosphérique ont été effectués sur carottes par *Yuster* et *Day*. Les résultats obtenus sont les suivants :

- La production cumulée d'huile est fonction linéaire du logarithme du volume cumulé de gaz injecté ;
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile est d'autant plus forte que le gradient de pression, donc la vitesse de circulation du gaz, sont plus grands ;
- Pour un même volume de gaz injecté, la production d'huile diminue lorsque la viscosité de l'huile en place augmente.

c. La mise en œuvre (gaz) :

- Nettoyage de puits, contrôle de l'état du tubage ; ne pas choisir un puits produisant de l'eau.
- Essai d'injectivité des puits.
- Fermeture des zones de cheminement préférentiel.
- Traitement du gaz pour en tirer H₂S, CO₂ et O₂, H₂O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations.
- Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz.
- Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs.

III.5.2.3. Comparaison des injections d'eau et de gaz :

Tableau III-1 : résume la comparaison des injections d'eau et de gaz :

Injection	Eau		gaz
	Huile déplacée → légère	Assez lourde	
Rapport de mobilité	M < 1	M > 1	M >>> 1
Efficacité	Bonne	Moyenne	Médiocre
Déformation	Stable	± stable	± instable
Imbibition	Favorable	Favorable	
Nombre d'injecteur	Elevée	Moyen	Faible
Investissement	± Elevée	± moyen	± Faible

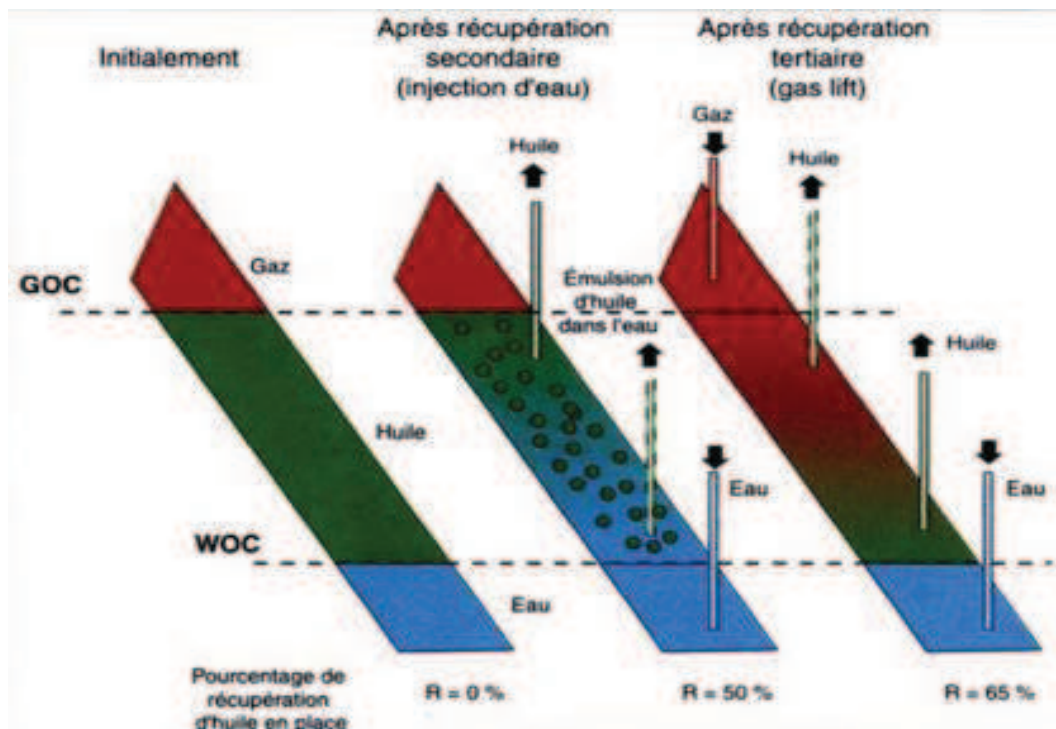


Fig. III-4 : Schéma d'un méthode combinée entre les deux méthodes

III.6. la méthode combinée entre les deux méthodes :

III.6.1. L injection alternée entre eau et gaz -WAG (Water Alternating Gas) :

WAG est l'une des techniques les plus importantes utilisées dans les réservoirs à faible pendage. Ce processus implique d'injecter des cycles de gaz et d'eau en alternance.

Une situation idéale peut être créée où le mélange eau-gaz se déplaçant avec une mobilité intermédiaire entre la mobilité du gaz (élevée) et celle de l'eau (basse), ce qui fonctionne mieux que l'injection d'eau. En pratique, la ségrégation de gravité et l'hétérogénéité de réservoir ont tendance à limiter le développement de tels déplacements uniformes. La technique de WAG peut entraîner une bonne récupération de pétrole dans les réservoirs à faible pendage. L'un des avantages de la technique WAG est qu'elle permet de maximiser le volume contacté pour un volume donné de gaz disponible, Cela pourrait être important dans les situations où nous avons une insuffisance du gaz à injecter.

III.6.2. Qu'est-ce que WAG :

WAG est l'une des techniques les plus importantes utilisées dans les réservoirs à faible pendage. Ce processus implique d'injecter des cycles de gaz et d'eau en alternance.

Une situation idéale peut être créée où le mélange eau-gaz se déplaçant avec une mobilité intermédiaire entre la mobilité du gaz (élevée) et celle de l'eau (basse), ce qui fonctionne mieux que l'injection d'eau. En pratique, la ségrégation de gravité et l'hétérogénéité de réservoir ont tendance à limiter le développement de tels déplacements uniformes. La technique de WAG peut entraîner une bonne récupération de pétrole dans les réservoirs à faible pendage. L'un des avantages de la technique WAG est qu'elle permet de maximiser le volume contacté pour un volume donné de gaz disponible, Cela pourrait être important dans les situations où nous avons une insuffisance du gaz à injecter.

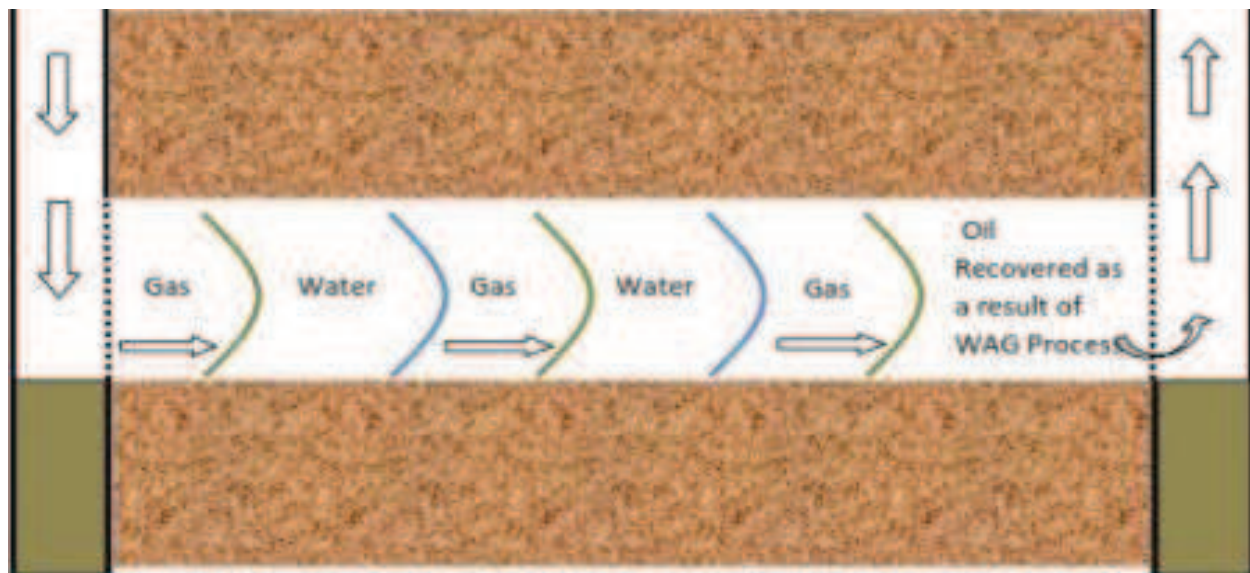


Fig. III-5 : Schématisation du Processus du WAG.

III.6.3. Les avantages de WAG :

- Réduction des volumes de gaz à injecter ;
- Diminuer les volumes du gaz produit (GOR) ;
- Amélioration de l'efficacité de balayage ;
- Augmentation de la récupération de l'huile .

IV.1. Estimation des réserves :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir.

L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

IV.1.1. Méthode volumétrique :

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétro-physiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_u} \quad (\text{IV-1})$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles.

$$S_{Wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Wi} \phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}} \quad (\text{IV-2})$$

La valeur de la colonne d'hydrocarbure équivalente est calculée comme suit :

$$EHC = H_u \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_{Wmoy}) \quad (\text{IV-3})$$

Où

H_u : Épaisseur nette (m)

ϕ_{moy} : Porosité moyenne (fraction)

S_{moy} : Saturation moyenne (fraction).

Application :

1- détermination des paramètres moyens :

Pour déterminer les paramètres moyens, on prend un échantillon représentatif de 10 puits dont leur répartition est attribuée dans l'ensemble de la surface du réservoir.

On trouve :

$$\Phi_{moy} = 9.07\%$$

$$Swi_{moy} = 21\%$$

$$Hu_{moy} = 9.051\text{m}$$

$$\text{Donc :EHC} = 0.6493 \text{ m}$$

2- détermination de la surface :

Pour déterminer la surface, on doit procéder a une méthode manuelle, qui consiste a :

Reproduire la périphérie de la surface sur un papier melimétrés, et comptabiliser le nombre des carreaux ce qui nous donne une surface Cm^2 .

Pour la convertir en surface réelle on doit multiplier par l'échelle, qui est de 1 cm^2 pour 1Km^2 .

Après avoir effectuer le calcule on trouve :

$$S = 96.2497 \text{ Km}^2$$

$$\text{Donc VHC} = \text{EHC} * S$$

VHC=62.5 Million de m³

C'est le volume des réserves d'huile calculé par la méthode volumétrique.

IV.2. Equation de bilan matière généralisée :

IV.2.1 Théorie :

Pour calculer le volume des hydrocarbure initiale en place dans n'importe qu'elle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminer avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération.

L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

$$\text{QUANTITE PRODUITE} + \text{QUANTITE RESTANTE} = \text{QUANTITE ORIGINALE EN PLACE}$$

- **Le changement de volume d'huile :**

$$\text{Volume d'huile initiale} = N \cdot B_{oi}$$

$$\text{Volume d'huile a un temps t} = (N - N_p) B_o$$

$$\text{Diminution de volume d'huile} = NB_{oi} - (N - N_p) B_o \quad (1)$$

- **Le changement de volume de gaz :**

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

m : est le rapport de volume du gaz libre initiale sur le volume initiale d'huile.

D'où :

$$GB_{gi} = m \cdot NB_{oi}$$

$\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} - RpNp$: C'est le volume de gaz libre initiale – le volume de gaz produit à l'instant

t = le volume de gaz libre à l'instant t .

$NR_{si} - (N - N_p)R_s$: C'est le volume de gaz dissout qui a été produit jusqu'à l'instant t

Donc le volume de gaz à un temps t devient :

$$\text{Volume de gaz} = \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + (NR_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s \right] B_g$$

- **Diminution du volume de gaz :**

$$V_g = mNB_{oi} - \left[\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + (NR_{si}) - (R_p N_p) - (N - N_p)R_s \right] B_g \quad (2)$$

- **Le changement de volume d'eau :**

Volume d'eau initial : W

Volume d'eau produit : $W_p B_w$

Volume des entrées d'eau : W_e

Volume d'eau injecté : $W_{inj} B_w$

$$\text{Changement de volume d'eau} = W_e - W_p B_w + (W_{inj} B_w) - (W \cdot C_w \cdot \Delta P) \quad (3)$$

- **Le Changement de volume de la roche :**

$$C = \frac{-1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad \text{De cette équation on tire :}$$

Changement de volume de pore = $C_f \cdot V_f \cdot \Delta P$

Changement de volume de l'eau = $C_w V_w \Delta P = C_w V_f S_{wi} \Delta P$ car : $S_{wi} = V_w / V_f$

Donc le changement de volume de la roche est $\Delta V_r = C_f \cdot V_f \cdot \Delta P + C_w V_f S_{wi} \Delta P$

Donc $\Delta V_r = V_f (C_f + C_w S_{wi}) \Delta P \dots\dots (A)$

On a aussi $V_f = V_w + V_o + V_g$

$$\Rightarrow V_f (1 - S_{wi}) = V_o + V_g = mNB_{oi} + N_{boi} \dots\dots (B)$$

C_f : Compressibilité de la formation

ΔP : Chute de la pression

V_f : volume poreux

De (A) et (B) on a :

$$V_f = \left[\frac{(N \cdot B_{oi} + m \cdot NB_{oi})}{1 - S_{wi}} \right] \cdot (C_w S_{wi} + C_f) \cdot \Delta P$$

En tenant compte de la compressibilité et en remplaçant W et V_f Par leurs valeurs dans l'équation (3) on aura :

$$W_e - W_p B_w + (W_{inj} B_w) - (1 - m) N B_{oi} \cdot \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \cdot \Delta P \quad (4)$$

Par égalisation des équations 1,2 et 4 on obtient l'équation suivante :

$$N \left[B_{oi} - B_o + B_g (R_s - R_{si}) + m B_{oi} \left(1 - \frac{B_g}{B_{gi}} \right) - (1 + m) B_{oi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \cdot \Delta P \right] \\ + N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right] = W_e - W_p B_w + W_{inj} B_w$$

C'est l'équation générale du bilan matière.

Faisons le changement des variables suivant :

$$F = N_p \left[B_o + B_g (R_p - R_s) \right]$$

$$E_o = B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)$$

$$E_{fw} = \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P$$

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

Donc on aura :

$$F - N \left[E_o + m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} E_g + (1+m) B_{oi} E_{fw} \right] = W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w \quad (\text{II-4})$$

Cette équation est applicable pour un gisement produisant avec tous les régimes de drainage naturel ainsi que l'injection d'eau.

IV.2.2. Application de l'équation de bilan-matière :

on va prendre l'équation générale telle qu'elle est sans négliger aucun paramètre :

$$F - N \left[E_o + m \frac{B_{oi}}{B_{gi}} E_g + (1+m) B_{oi} E_{fw} \right] = W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w$$

Remplaçant m par sa valeur $m = \frac{G B_{oi}}{N B_{gi}}$:

$$F - N \left[E_o + \frac{G}{N} E_g + \left(1 + \frac{G}{N} \frac{B_{gi}}{B_{oi}}\right) B_{oi} E_{fw} \right] = W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w$$

$$F - W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w = N \left[E_o + \frac{G}{N} E_g + \left(1 + \frac{G}{N} \frac{B_{gi}}{B_{oi}}\right) B_{oi} E_{fw} \right]$$

$$F - W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w = N \cdot (E_o + B_{oi} E_{fw}) + G (B_{gi} E_{fw} + E_g)$$

Divisons les deux termes de l'équation par $E_o + B_{oi} E_{fw}$

$$\frac{F - W_e + W_{inj} B_w - W_p B_w}{E_o + B_{oi} E_{fw}} = G \left[\frac{B_{gi} E_{fw} + E_g}{E_o + B_{oi} E_{fw}} \right] + N$$

L'équation est de la forme $Y = Ax + B$

Tel que :

$$Y = \frac{F - W_e + W_{inj}B_w - W_pB_w}{E_o + B_{oi}E_{fw}}$$

$$X = \frac{B_{gi}E_{fw} + E_g}{E_o + B_{oi}E_{fw}}$$

$$A = G$$

$$B = N$$

Avec cette équation on peut estimer les réserves d'huile N, et de gaz G :

Pour résoudre cette équation on doit calculer ses différents paramètres et après avoir tracer la droite, on tire G qui est la pente de cette droite et N qui représente l'intersection avec l'axe des ordonnées :

- **Détermination des paramètres de l'équation :**

Pour déterminer les paramètres de l'équation au cours des années il faut avoir l'historique de la production cumulée et de l'injection, ainsi que de la pression pour pouvoir estimer les valeurs des données PVT.

IV.3. Les application des formule des méthode de pompage d'eau:

IV.3.1. les différentes types d'injection :

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir ,de son type (contenu fluide) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas de localisation d'injection ,qui peuvent éventuellement être utilisées conjointement sur certains réservoir.

-L'injection groupée ou les puits sont groupés localement.

-L'injection dispersée ou les puits d'injection et de production sont intercalées.

IV.3.1.a) injection groupée :

Dans un réservoir assez pentu, on cherche à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rende le déplacement assez régulier que possible .Dans les cas notamment où un gisement présente un gas-cap un aquifère ,il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gas-cap ,soit de l'eau dans l'aquifère au voisinage de l'interface huile-eau, injection d'eau périphérique.

Dans le cas d'une injection d'eau, les puits producteurs situés en aval-pendage seront souvent reconvertis en injecteur lorsque l'eau aura envahi la zone correspondante.

IV.3.1.b) injection dispersée :

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend ,de plus ,si la perméabilité est médiocre ,d'autre part ,en offshore ,une injection périphérique peut amener des à une distances importantes entre puits.

Pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteur et injecteurs sont alors répartis suivant un schéma assez régulier : il s'agit d'injection dispersée ou répartie `dans la zone à huile.

Différentes configurations sont employées :Les puits sont implantés en ligne directe, ou décalés avec en particulier des schémas à 5 puits (Five spot) ,7 puits (seven spot) ou 9 puits (nine spot).

IV.4. Estimation de pression et de quantité d'eau injectés :

IV.4.1. calcul du débit d'eau à injecter :

Pour cela il ne faut un débit qui va nous garantir une salinité seuil qui ne donnera pas une solubilité même dans les cas les plus défavorables (à 0°C).car le gaz injecté peut atteindre cette température à cause de la petite section de l'orifice de la vanne d'injection .

Notre calcul va se baser alors dans le cas où la température du fond du puits serait égale à 0°C, donc on est sûrs d'éviter les dépôts de sels dans tout le puits.

Pour calculer la solubilité de l'eau qui va résulter de l'injection d'eau on va se référer à la relation suivante :

$$S_s(Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f$$

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

Q_{inj} : Débit d'eau injecté.

Q_f : Débit d'eau de formation

S_s : Salinité seuil

S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce)

S_f : Salinité de l'eau de formation

Pour avoir une S_s à 0 °c il faut de référer au diagramme de variation de la salinité en fonction de la température.

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la S_s à 0 °c est égale à 258g/l.

La salinité de l'eau de formation varie d'un puits à un autre, mais sa variation est seulement de quelques grammes, sa valeur moyenne est 345 g/l.

La salinité de l'eau d'injection (l'eau douce) est 4g/l.

Donc l'équation 1 devient :

$$Q_{inj} = 0.342 \times Q_f$$

IV.4.2. optimisation des débits d'injection d'eau :

On va calculer le débit d'eau injecté avec la relation suivante :

$$S_s = \frac{Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f}{(Q_{inj} + Q_f)}$$

On veut attendre une salinité seuil de 258 g/l

Donc :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

On remplaçant S_f et S_s par leurs valeurs on obtient :

Pour éviter tout problème, on a prévu un coefficient de sécurité de « 1,05 ».

IV4.3. détermination d'eau injecter (*water cut*) qui résulte de l'injection :

Dans les calculs qui vont suivre on va considérer le cas défavorable en supposant que l'injection se fait au niveau du réservoir. C'est comme si l'eau injectée était de l'eau produite. Le débit d'eau injectée sera donc comptabilisé avec le débit d'eau produite dans les calculs des water-cuts.

La détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits .

On a le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$$

Q_w : C'est le débit d'eau produit de la formation et l'eau injectée.

$$Q_w = Q_{inj} + Q_f$$

Q_o : Débit d'huile produit.

IV.5. Mesure de l'augmentation de pression:

L'augmentation de la pression d'injection est observée tout au long de l'opération en veillant bien à ce qu'elle ne dépasse pas une pression limite . cette pression maximal d'injection est déterminée à partir de l'état réel des équipement et en fonction des caractéristiques du réservoir comme sa pression de fracturation par exemple .

Pendant l'opération de fluide pompé au cours de cette essai devra être suffisante pour obtenir un régime débit –pression pseudo-stabilité ne laissant subsister aucun doute sur la capacité réelle d'absorption du réservoir . Dans la pratique , ce volume est égal à environ 10 % du volume total prévu pour l'es-qui charge .

A la fin de l'essai d'injectivité et après du pompage , la résorption de la différence entre la pression en tête après l'essai et la pression initiale avant l'essai doit être observée , principalement en début de la résorption de pression (*draw-down*) , afin de s'assurer de la

validité de l'essai . Dans le cas d'un essai d'injectivité non concluant au débit souhaité , plusieurs solutions peuvent être envisagées , entre autres

- Es-qui changé réalisé à un débit moindre ,sous réserve d'accroître le volume total à l'injecter
- Esquicha gé réalisé à la pression de fracturation ;
- Circulation à la cote la plus basse possible après perforation de la colonne ,puis es-qui changé complémentaire .

A la limite pour des essais d'injectivité totalement négatifs , programme du conditionnement peut être entièrement révisé et faire alors appel à des technique moins classique n'entrant pas dans le cadre des présentes recommandations (intervention sous pression par snubbing ou coiled tubing ,gel de la tête de puits , etc.).

Dans les autres cas , l'essai d'injectivité est immédiatement suivi du passage du fluide de contrôle jusqu'au remplissage complet de puis .

Conclusion

A partir des résultats obtenus dans ce travail, on peut conclure les points suivants :

- Initialement le gisement produit au moyen des régimes de drainage naturels, jusqu'au 1995 où on a commencé l'injection d'eau qui a fait augmenter sa pression, et plus tard sa production ;
- Faire l'optimisation du débit d'eau injectée, pour éviter la déposition des sels dans les puits ;
- Optimisation du gas-lift afin de remédier aux problèmes de noyage probable, et pour améliorer la production.
- Fournir des pompes d'injection à bons taux d'efficacité, pour injecter aux débits voulus ;
- Augmenter la fréquence des tests sur les puits pour avoir d'avantage de données concernant, surtout, le débit d'eau produite ;
- afin de récupérer le maximum de réserve en minimisant les pertes de charge dans le réseau de collecte, des interventions sur ce dernier s'imposent. Pour cela nous proposons un réseau de collecte qui répond aux critères d'exploitation maximale des puits ;
- L'hétérogénéité du réservoir joue un rôle important dans le retard de l'effet de ce projet WAG et surtout dans le déplacement de l'eau injectée ;

Références bibliographiques

- 1- (René Cossé) ; Livre technique d'exploitation pétrolière «le gisement» ; Édition technip ; **1988.**
- 2- Initiation de gisement ; (ENSPM Formation Industrie – IFP Training) ; **2006.**
- 3- (A. Latil) ; Livre cours de production tome 6 (récupération assisté); Édition technip ; **1975.**
- 4- (Saidi Safouane) ; étude et analyse des performances de gisement d'Amassa; Mémoire d'ingénieur université Boumerdèce ; **2004**
- 5- (BECHOUNI Lamine BEN CHEIKH Abdelatif) conception d'un Codiciel pour l'analyse des indices d'exploitation d'un gisement Hydrocarbure; Mémoire d'ingénieur université Boumerdèce ; **2009.**
- 6- (Idir Karim et Ageba Teyeb) ; maintien de pression par injection d'eau; Mémoire DEUA université Ouargla ; **2005**

يعد حقل حاسي مسعود للنفط من أكبر الحقول البترولية في القارة الإفريقية، بحيث تبلغ مساحته الإجمالية حوالي 2500 كم².

و قد تطرقنا في هذه الدراسة إلى المنطقة 19 بالحقل أين توجد عدة مشاكل راجعة لتقنية الحقن الماء، و كمحاولة للتغلب على هذه قمننا بدراسة هذه التقنية و التقنية الموافقة للحقن بالماء و الحقن بالغاز التي تدعى بتقنية الحقن المتناوب للماء و الغاز (WAG) التي أصبحت حيز الخدمة بالجزائر سنة 2007، و ذلك بدراسة مبدأ التقنيات السالفة الذكر و العوامل المؤثرة على صيرورتها و كذا ايجابياتها ...

و هذا بهدف تقليص المشاكل و المحافظة على ضغط البئر، الذي ينتج عليه ارتفاع تدفق انتاج النفط الخام .

Résumé

Le champ de Hassi Messaoud de pétrole à partir des plus grands champs de pétrole du continent africain, qui a une superficie totale de 2500km².

Et a parlé dans cette étude pour le 19 domaine de la région où il ya plusieurs problèmes dus à l'eau de la technique d'injection, et le travail autour de ce que nous étudié cette technique et agrément technique pour l'injection d'eau et d'injection de gaz appelé à " l'injection d'eau en alternance de gaz (WAG), qui est devenu en Service en Algérie en 2007, et en examinant le principe des techniques et ses avantages et les facteurs qui influence sur le design du processus.

Et ce, afin de réduire les problèmes et à maintenir la pression du puits, qui est produit par le débit élevé de production de pétrole brut.