

N° Ordre/Faculté/UMBB/2019.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

KACI Hakim

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

**Application de l'analyse nodale pour l'optimisation du gaz lift
dans le champ de Hassi Messaoud**

Devant le jury :

ZERAIBI Noureddine
BENYOUNES Khaled
SAIFI Rheda
MALEK Hacene
NAIT AMAR Menad

Professeur
MCA
MAA
SH.IAP
SH.CRD

UMBB
UMBB
UMBB
UMBB
UMBB

Président
Encadreur
Examineur
Examineur
Examineur

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Je tiens à remercier mon encadreur Mr BENYOUNES Khaled, ses précieux conseils et son aide durant toute la période du travail.

Je tiens également à remercier Mr NAIT Amer de m'avoir guidé et orienté pour accomplir ce travail.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Mes sentiments de reconnaissances et mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents .Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mes frères : Amar, Kouceila, Samy

A mes sœurs : Kahina, célia

A toute ma famille

A mes amis(es)

A toute la promotion Hydrocarbures et chimie

2014-2015

A tous les enseignant(es) et étudiants de la faculté
des hydrocarbures

A toutes ces personnes je dédie mon travail.

Hakim

Sommaire

Remerciements.....	I
Dédicaces.....	II
Liste des figures.....	III
Liste des tableaux.....	IV
Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : Aperçu sur la géologie de Hassi Messaoud	
I.1 Historique du champ.....	2
I.2 Situation géographique.....	2
I.3 Situation géologique.....	3
I.4 Description du réservoir.....	4
I.5 Caractéristique des fluides.....	6
CHAPITRE II : Le gas lift	
Introduction.....	7
II.1 Définition et principe du gaz lift.....	7
II.2 Types de gas lift.....	9
II.2.1 Selon le mode d'injection.....	9
II.2.2 Selon le type de complétion.....	9
II.2.3 Selon le circuit d'injection en surface.....	12
II.3 Equipement du gas lift.....	13
II.3.1 Equipement de surface.....	13
II.3.2 Equipement de fond.....	15
II.4.Utilisation du gas lift.....	20
II.4.1 Les puits à huile.....	20
II.4.2 Puits a eau.....	20
II.4.3 Démarrage.....	21

II.4.4 Augmentation du débit.....	21
II.4.5 Mise en production des puits non éruptifs.....	21
II.4.6 Nettoyage des puits injecteurs.....	21
II.5 Les principaux paramètres du gas lift.....	21
II.5.1 Pression en tête de puits (well head pressure).....	21
II.5.2 La pression d'injection du gaz.....	22
II.5.3 Puissance d'injection.....	24
II.5.4 profondeur d'injection.....	25
II.5.5 L'importance de l'IP et effet de skin.....	25
II.6 Problèmes liés au gas lift.....	26
II.6.1 Formation des hydrates.....	26
II.6.2 Érosion des équipements.....	26
II.7 Avantages et inconvénients.....	27
II.7.1 Avantages.....	27
II.7.2 Inconvénients.....	28

CHAPITRE III : Analyse Nodale

III.1 Introduction.....	29
III.2 L'analyse Nodale.....	29
III.3 Historique de l'analyse nodale.....	29
III.4 La distribution des pertes de charges dans un système de production.....	30
III.5 Concept nodal.....	32
III.6 Procédure, Objectif et Application de l'analyse nodale	32
III.6.1 Procédure de l'analyse nodale.....	32
III.6.2 Objectif de l'analyse nodale.....	33
III.6.3 Application de l'analyse nodale.....	33
III.7 Les différentes positions du nœud.....	34
III.8 Notion de l'inflow, outflow et point de fonctionnement.....	36

III.9 Performance du réservoir et du puits.....38
III.9.1 Inflow performance relationship (IPR).....38
III.9.2 Tubing performances curve (TPC).....44

CHAPITRE IV : Optimisation des paramètres du gas lift

IV.1 Introduction.....51
IV.2 Aperçu sur le logiciel PROSPER.....51
IV.3 Organigramme de fonctionnement de PROSPER.....52
IV.4 Procédure de travail.....53
IV.4.1 Description des puits et différents scénarios proposés.....53
IV.5 Donnée des puits.....54
IV.5.1 Puits P01.....54
IV.5.2 Puits P02.....56
IV.6 Application sur les puits.....57
IV.6.1 Puits P0157
IV.6.2 Puits P02.....65
IV.7 Tableaux récapitulatifs.....72
Conclusions.....74
Recommandations.....76
Bibliographie.....77
Annexe.....78

Liste des figures

Fig I.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	3
Fig I.2 situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	4
Fig I.3 Stratigraphie et lithologie du champ da Hassi Messaoud.....	5
Fig II.1 Principe du gaz lift.....	7
Fig II.2 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	8
Fig II.3 Gaz lift direct.....	9
Fig II.4 Gaz lift par tubing concentrique.....	10
Fig II.5 Gaz lift double.....	11
Fig II.6 Gaz-lift parallèle.....	11
Fig II.7 Gaz lift en circuit fermé.....	12
Fig II.8 Gaz lift en circuit ouvert.....	12
Fig II.9 Equipement de surface	13
Fig II.10 Mandrin conventionnel.....	16
Fig II.11 Mandrin à poche latérale.....	16
Fig II.12 Mandrin à vanne concentrique.....	17
Fig II.13 Vanne opérée par le casing.....	18
Fig II.14 Vanne opérée par le tubing.....	19
Fig II.15 Impact du débit d'injection sur la pression en tête de puits.....	22
Fig II.16 Détermination de la profondeur d'injection.....	25
Fig III.1 Les pertes de charges possibles dans un système de production complet...31	
Fig III.2 point de fonctionnement (représentation de l'inflow et de l'outflow).....	33
Fig III.3 Les différentes positions possibles des nœuds.....	34

Liste des figures

Fig III.4 Effet du déclin de pression du réservoir.....	36
Fig III.5 Représentation graphique de l'analyse nodale d'un système.....	37
Fig III.6 Courbe IPR.....	41
Fig III.7 Courbe IPR de FETKOVICH.....	44
Fig III.8 différents types de régimes d'écoulements verticaux.....	44
Fig III.9 Représentation d'un segment de conduite dans un plan z.s.....	47
Fig IV.1 Organigramme de fonctionnement de PROSPER.....	52
Fig IV.2 Effet du diamètre du tubing sur la production (puits P01).....	58
Fig IV.3 comparaison de la production entre l'état initial et actuel.....	59
Fig IV.4 sensibilité sur le débit d'injection (puits P01)(cas actuel).....	60
Fig IV.5 Injection du gaz par le tube 2 ^{3/8} (puits P01).....	61
Fig IV.6 Sensibilité sur le débit d'injection puits P01 (injection par le 2 ^{3/8}).....	62
Fig IV.7 sensibilité sur le débit d'injection Puits P01 (injection par le 1.66'').....	63
Fig IV.8 Sensibilité sur la profondeur d'injection (injection par le 1.66'').....	64
Fig IV.9 Effet du diamètre du tubing sur la production (puits P02).....	65
Fig IV.10 Cas actuel puits P02 (injection par l'annulaire 4 ^{1/2} x2 ^{3/8}).....	66
Fig IV.11 Sensibilité sur le débit d'injection puits P02 (cas actuel).....	67
Fig IV.12 Sensibilité sur le skin Puits P02 (état actuel).....	68
Fig IV.13 Injection par le tube 2 ^{3/8} (puits P02).....	69
Fig IV.14 Sensibilité sur le gaz lift puits p02 (injection par le 2 ^{3/8}).....	70
Fig IV.15 Sensibilité sur le skin puits p02 (injection par le tube 2 ^{3/8}).....	71
Fig IV.16 Injection à travers le concentrique 1.66'' (puits P02).....	72

Introduction générale

Le développement de l'économie moderne se traduit par une consommation croissante d'énergie et aujourd'hui les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans les divers domaines industriels. La demande mondiale en pétrole et en gaz accroit obligeant ainsi les opérateurs à chercher de nouvelles techniques pour augmenter la production d'hydrocarbures.

Dans nombreux puits, l'énergie naturelle associée à l'huile ne produit pas une différence de pression suffisante pour le faire écouler dans les installations de surface. Dans d'autres puits, cette énergie ne permet pas de donner un débit suffisant d'huile. Pour remédier à cela, on fait appel aux procédés d'activation dont on cite le gaz lift qui est considéré comme un moyen d'amener de l'énergie au fond du puits et de la transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface.

Avant de mettre en marche ce procédé, une étude de performance du système de production se révèle nécessaire pour optimiser les principaux paramètres d'injection du gaz (débit, pression et profondeur d'injection).

L'Analyse nodale est le moyen qui nous aidera à atteindre cet objectif. Elle nous permet d'étudier l'influence de la variation d'un certain nombre des paramètres (débit d'injection, diamètre de tubing, la perméabilité de la formation, le skin, la profondeur d'injection) sur l'efficacité d'injection du Gaz-lift.

Beaucoup de logiciels ont été élaborés dans ce cadre afin d'étudier avec précision la performance du système en traçant des différentes courbes (L'IPR et la VLP). Dans notre étude, on a appliqué l'Analyse nodale pour optimiser les paramètres du gaz lift dans les puits (P01, P02) en utilisant le logiciel PROSPER.

CHAPITRE I : Aperçu sur la géologie de Hassi Messaoud

I.1. Historique du champ

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN-REPAL qui a amorcé le premier forage MD1, ce forage découvrait à 3338 m les grès du cambrien productif d'huile.

En mai 1957 à sept kilomètres nord-ouest de MD1, la CFPa confirmait l'existence d'un gisement par le forage Om1. Les forages qui étaient alors de dix puits par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité l'utilisation des méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud-sud-est d'Alger et à 300 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2000 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation :

- En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :
 - 790.000 @ 840.000 EST
 - 110.000 @ 150.000 Nord
- En coordonnées géographiques :
 - Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
 - Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

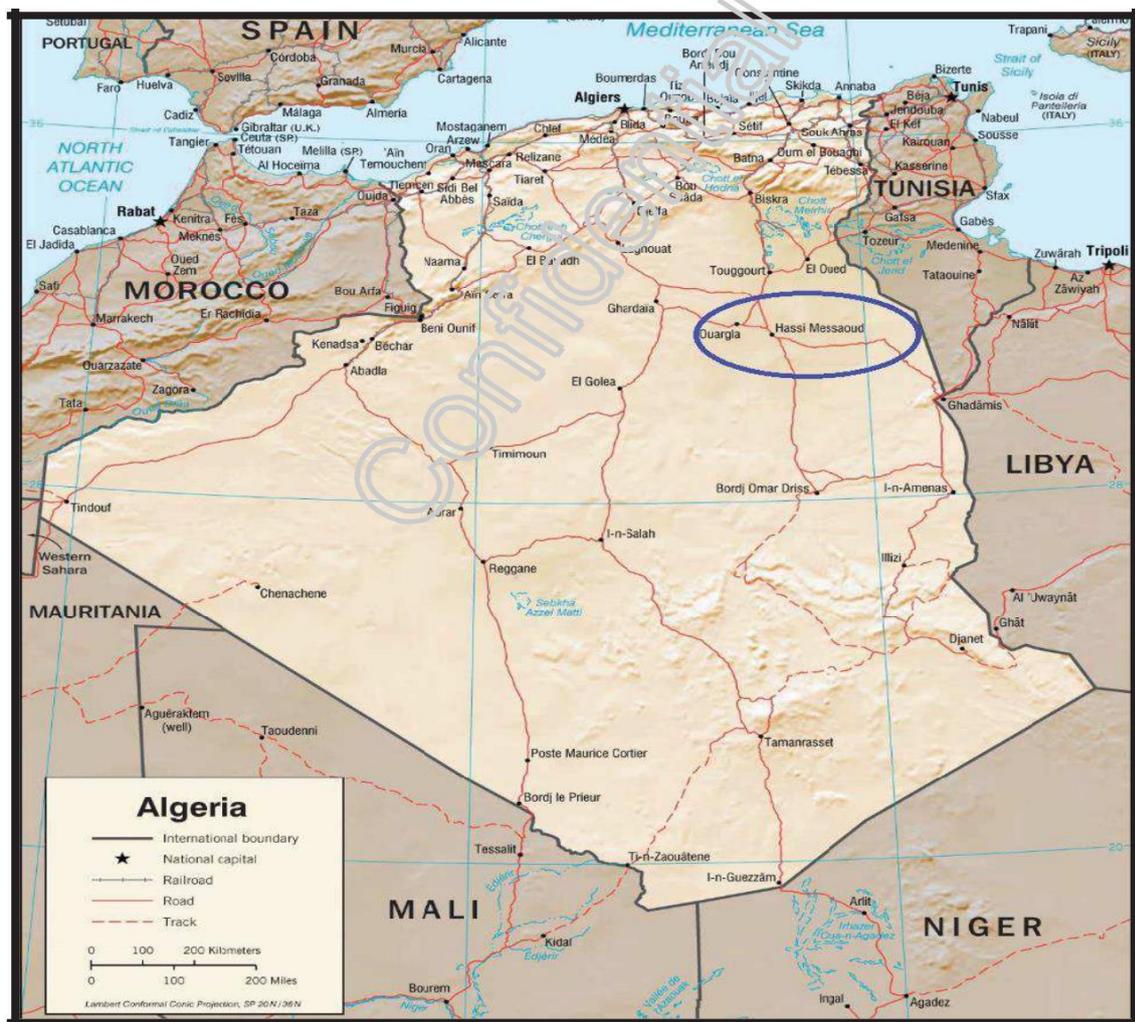


Fig I.1 Situation géographique du champs de Hassi Messaoud.

I.3.Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro-gazière.

Ses délimitations sont les suivantes :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amguid .

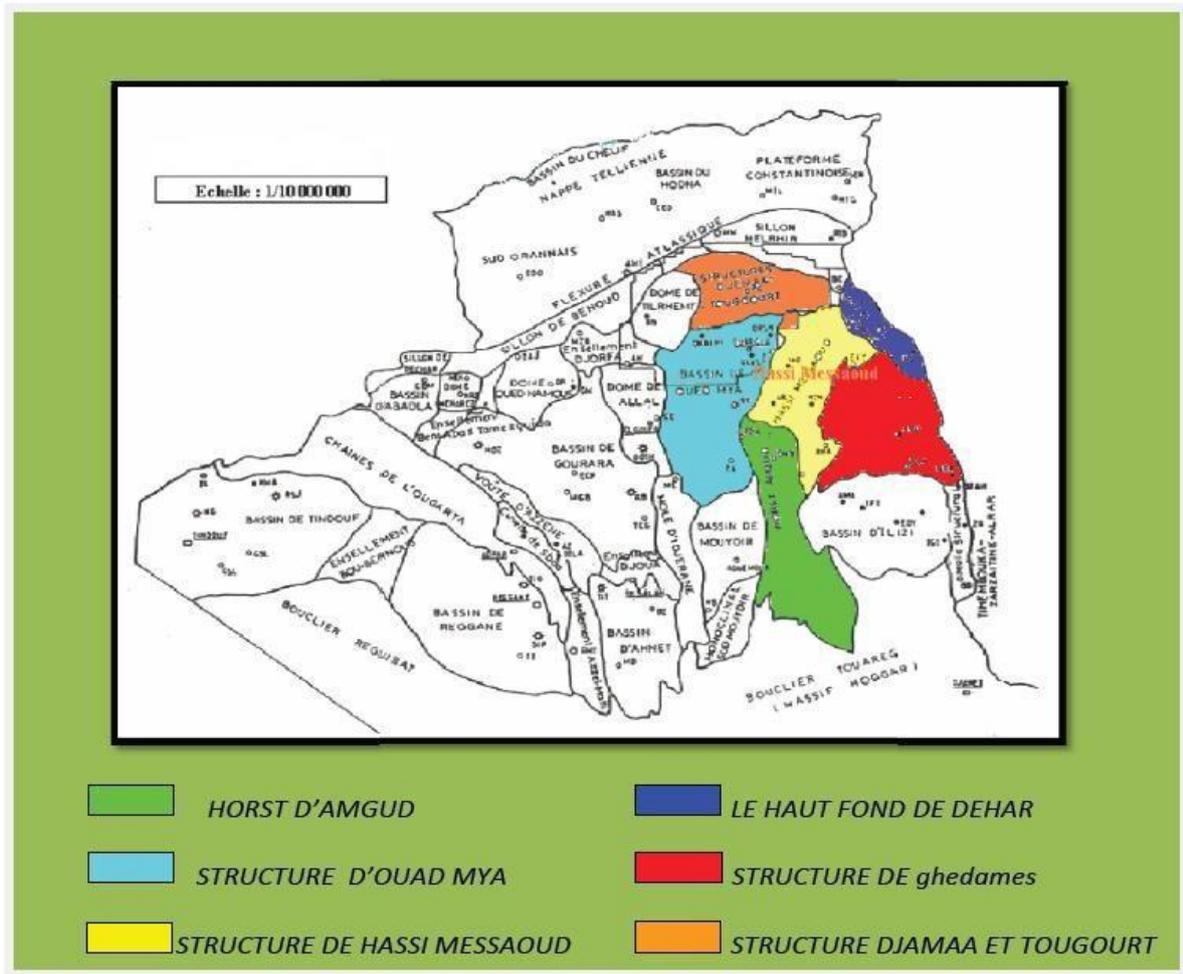


Fig I.2 situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

I.4. Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pressions initiale s'élève jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de Bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm².

Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette Province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3 où :

- **Zone Ri** : Grés fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grés anisométrique, réservoir principal de Hassi-Messaoud (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grés grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves).
- **Zone R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière et très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m.

ERE	SYST	ETAGES		LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine			240/239	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE			120/122	Sable, calcaire à silix	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE		209/219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE		140/149	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90/112	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN		145/147	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBINE		350/362	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN		24/25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN		276/280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN		180/182	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM				225/226
	DOGGER			ARGILEUX		105/107	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE		210/211	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1		65/66	Dolomie, anhydrite, argile	
			LS 1		90	Alternance sel, anhydrite et argile	
			L.D 2		55	Anhydrite de dolomie cristalline	
			LS 2		58/60	Alternance sel et argile	
			L.D 3		30/31	Alternance de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1		46	Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie
		TS 2			189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère	
TS 3				202	sel massif et traces d'argile		
ARGILEUX			113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite			
GRESEUX			0 à 35/35	Grés, argile			
ERUPTIF discordance hercynienne			0 à 92	Andésites altérées			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA			75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		GRÉS D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES			20/18	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	Ri (Isométriques)			42/50	Grés isométrique, fins, silteux	
		Ra (Anisométriques)			120/125	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R 2			100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R 3			300/370	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
INFRA-CAMBRIEN			45	Grés argileux rouges			
SOCLE					Granite porphyroïde rose		

Fig I.3 Stratigraphie et lithologie du champ da Hassi Messaoud.

I.5 CARACTERISTIQUES DES FLUIDES

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport de dissolution de gaz R_s égal à 240 stm³ /m³, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à 140 kg / cm², pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm³ / m³.

I.5.1 Les caractéristique des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- Point de bulle de 160 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité $\mu = 0,2$ Cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.

I.5.2 Les caractéristique du gaz associé

- Viscosité de gaz est de 0.02 Cp.
- Tension de vapeur Reid est de 0.650 kg/cm²
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹.

CHAPITRE II : Le gaz lift

Introduction

Chaque réservoir d'hydrocarbures est caractérisé par son énergie potentielle (pression réservoir), grâce à laquelle les fluides remontent du fond jusqu' en surface.

Au cours de la production des fluides sont retirés sont être remplacé, ce qui va conduire à la chute de la pression du réservoir et par conséquent à la diminution du débit des fluides récupérés en surface.

A un moment donné, cette pression devient insuffisante pour assurer une production naturelle, le puits sera donc non éruptif et nécessite de faire appel aux procédés d'activation parmi lesquels on cite le gaz lift qui est l'objet de notre étude.

II.1 Définition et principe du gaz lift

Le gaz lift est une technique d'activation pour les puits non ou insuffisamment éruptif, il consiste en l'injection de grande quantité de gaz le plus bas possible au niveau du puits producteur.

Avec ce procédé, on agit de deux manières différentes :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (Gaz-lift continu).
- Soit sur la hauteur "H", en chassant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (Gaz-lift intermittent).

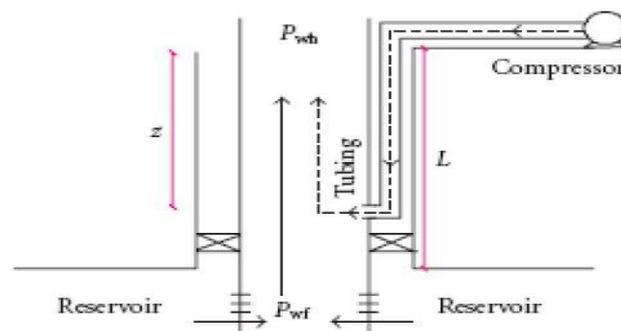


Fig II.1 Principe du gaz lift

Le gaz injecté aura deux effets opposés sur l'huile

- Effet positif : diminution du poids de la colonne.
- Effet négatif : augmentation des pertes de charges par friction.

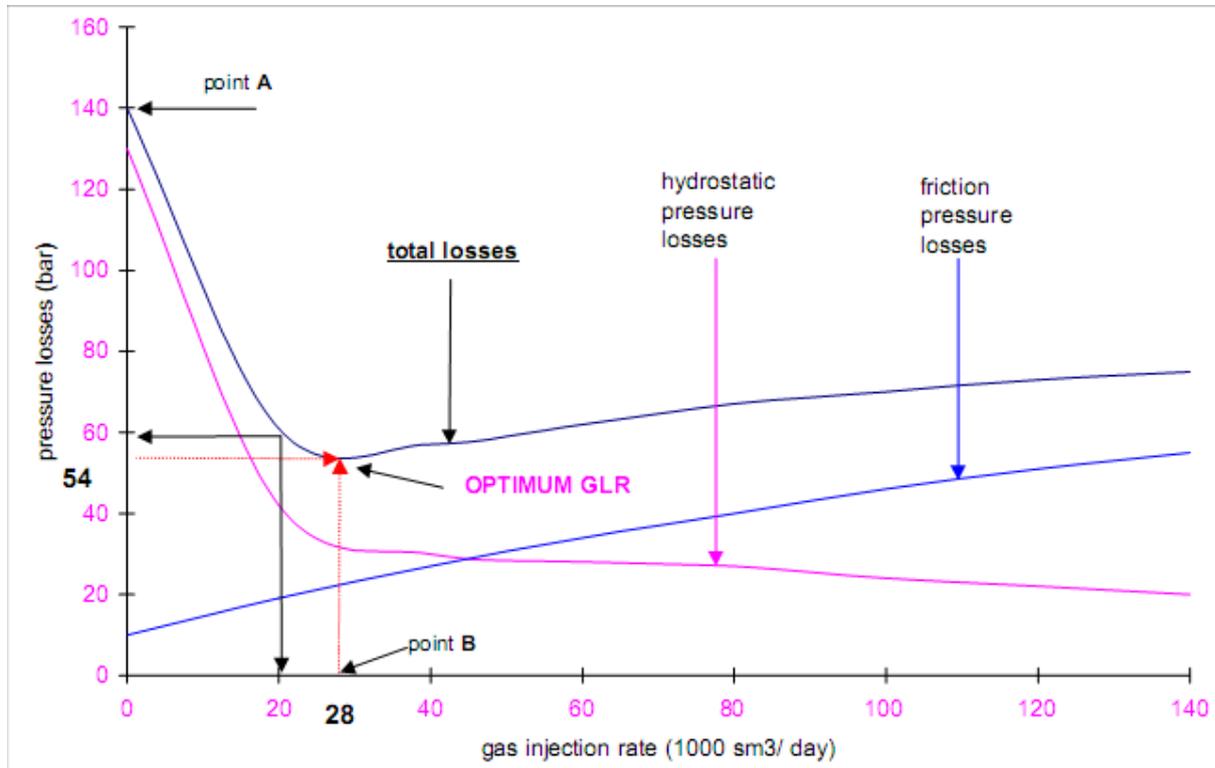


Fig II.2 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.

Dans la première partie, l'augmentation de GLR diminue les pertes de charge gravitationnelle (effet positif) et contribue aussi à une faible augmentation des pertes de charges par friction, par conséquent on remarque une diminution des pertes totale.

Dans la deuxième partie, l'augmentation du GLR accentue les pertes de charge par friction (effet négatif) et contribue aussi à une faible diminution des pertes hydrostatique, par conséquent on remarque une augmentation des pertes totales.

Ce qui nous amène à dire que La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLR optimum qui correspond au minimum des pertes de charge totale.

De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « GLR optimum » mais à leur « GLR économique ».

II.2 Types de gaz lift

II.2.1 Selon le mode d'injection

II.2.1.1 Gaz lift continu

Il consiste en l'injection du gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de la colonne de production. Ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface. On dit que le puits est redevenu éruptif. Cette méthode est généralement utilisée pour les puits avec un bon indice de productivité ($PI > 10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Mpa}$) ou ($0.45 \text{ bbl}/\text{d}/\text{psi}$).

II.2.1.2 Gaz lift intermittent

Il est réalisé par une injection cyclique de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production afin de chasser vers le haut le volume de liquide se trouvant accumulé au-dessus du point d'injection. Une fois le liquide évacué, la pression exercée sur la couche diminue et donc cette dernière redébite et le liquide qui s'accumule dans le tubing sera chassé à nouveau et ainsi de suite. Cette méthode est généralement utilisée pour un faible indice productivité ($PI < 10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Mpa}$) ou ($0.45 \text{ bbl}/\text{d}/\text{psi}$).

II.2.2 Selon le type de complétion

II.2.2.1 Gaz lift direct

Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent vu sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

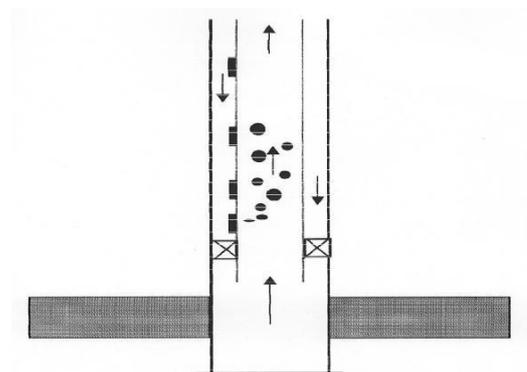


Fig II.3 Gaz lift direct

II.2.2.2 Gaz lift inverse

- **Tubing concentrique**

Le gaz est injecté par l'intermédiaire d'un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni. on applique cette technique pour des puits dont le Gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage, donc la pose d'un tube concentrique sera le moyen le plus simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général descendu grâce à une unité de snubbing. Cette méthode est mieux adaptée aux débits d'injection important et aux complétions plus de 4".

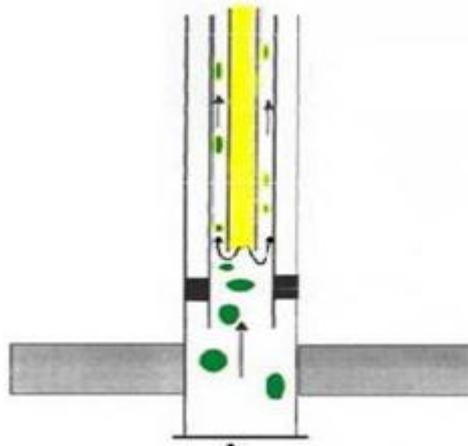


Fig II.4 Gaz lift par tubing concentrique

- **Gaz lift avec production dans le casing**

Dans ce cas on injecte le gaz dans le tubing et l'huile sera produite par l'espace annulaire casing-tubing. Cette technique convient pour de gros débits d'injection.

Elle présente quelque défaut parmi lesquels on cite :

- Impossible de faire des mesures du côté de l'effluent.
- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitants de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux et elle n'est pas adaptée au Gaz-lift intermittent.

- **Gaz-lift double**

Cette technique est utilisée pour activer les puits produisant par deux niveaux réservoirs séparément (complétion multiple). Le problème de ce type de gaz lift réside dans L'encombrement surtout au niveau des vannes.

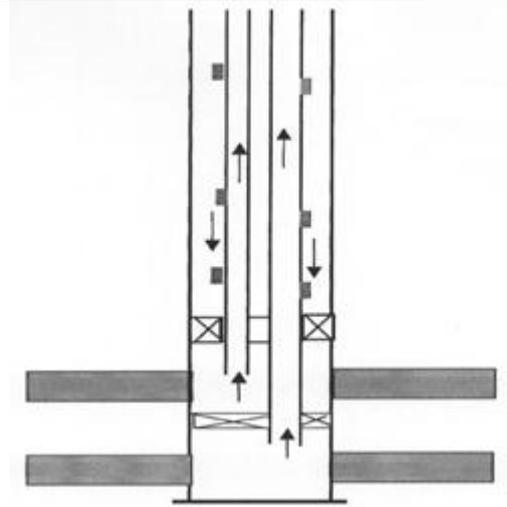


Fig II.5 Gaz lift double

- **Auto gaz lift**

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer.

- **Gaz-lift parallèle (parallel Gaz-lift)**

Dans ce cas le gaz est injecté dans l'un des tubing et l'huile sera produite dans l'autre. Ce genre d'activation est utilisé dans les puits équipés initialement d'une complétion multiple dans les cas suivants :

- Lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing (problème de corrosion).
- Lorsque l'un des tubings a perdu son usage et sera donc utilisé comme moyen d'injection.

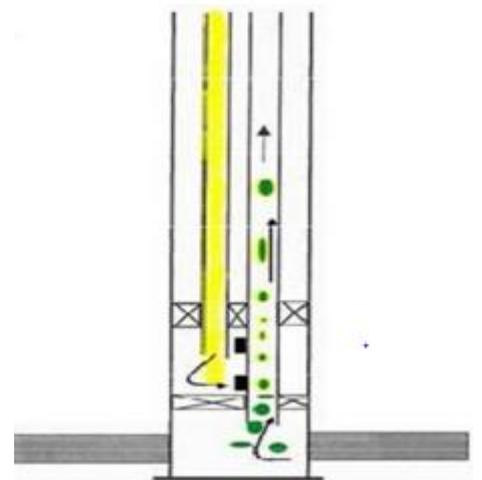


Fig II.6 Gaz-lift parallèle

II.2.2 Selon le circuit d'injection en surface

II.2.2.1 Gaz lift en circuit fermé

Dans ce type de gaz lift on opte à réutiliser le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans un cycle fermé.

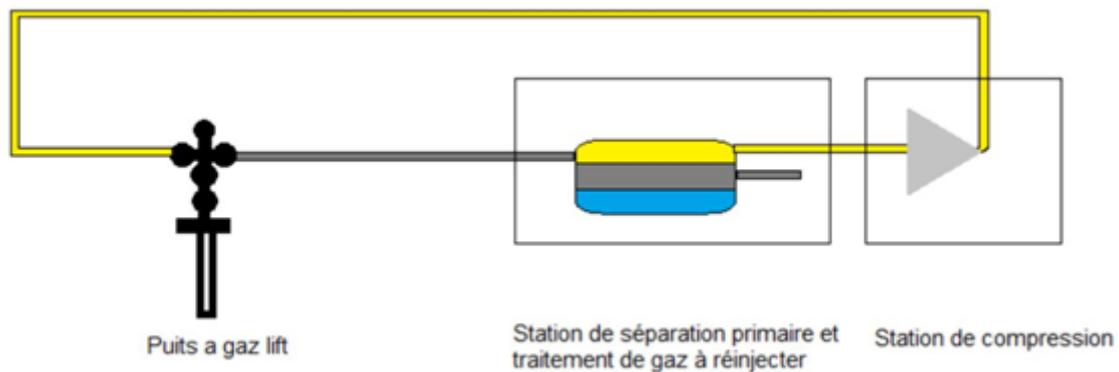


Fig II.7 Gaz lift en circuit fermé

II.2.2.2 Gaz lift en circuit ouvert

Le gaz utilisé pour l'activation du puits provient d'un autre gisement de gaz. Après son usage, il sera soit brulé sur torche soit commercialisé

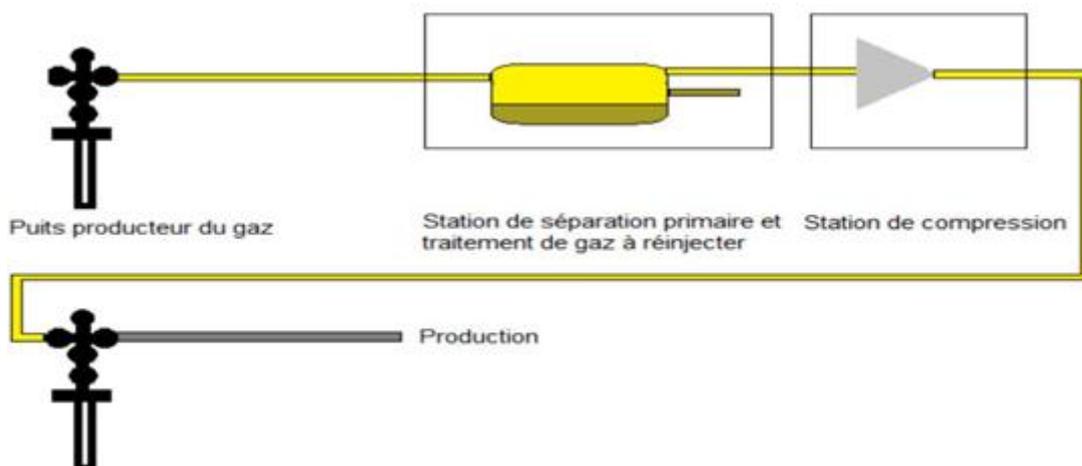


Fig II.8 Gaz lift en circuit ouvert

II.3 Equipement du gaz lift

II.3.1 Equipement de surface

L'équipement de surface est constitué de :

- Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante).
- Un réseau de distribution de haute pression.
- Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc).
- Réseau de récupération des fluides à basse pression.
- Equipements de déshydratation.

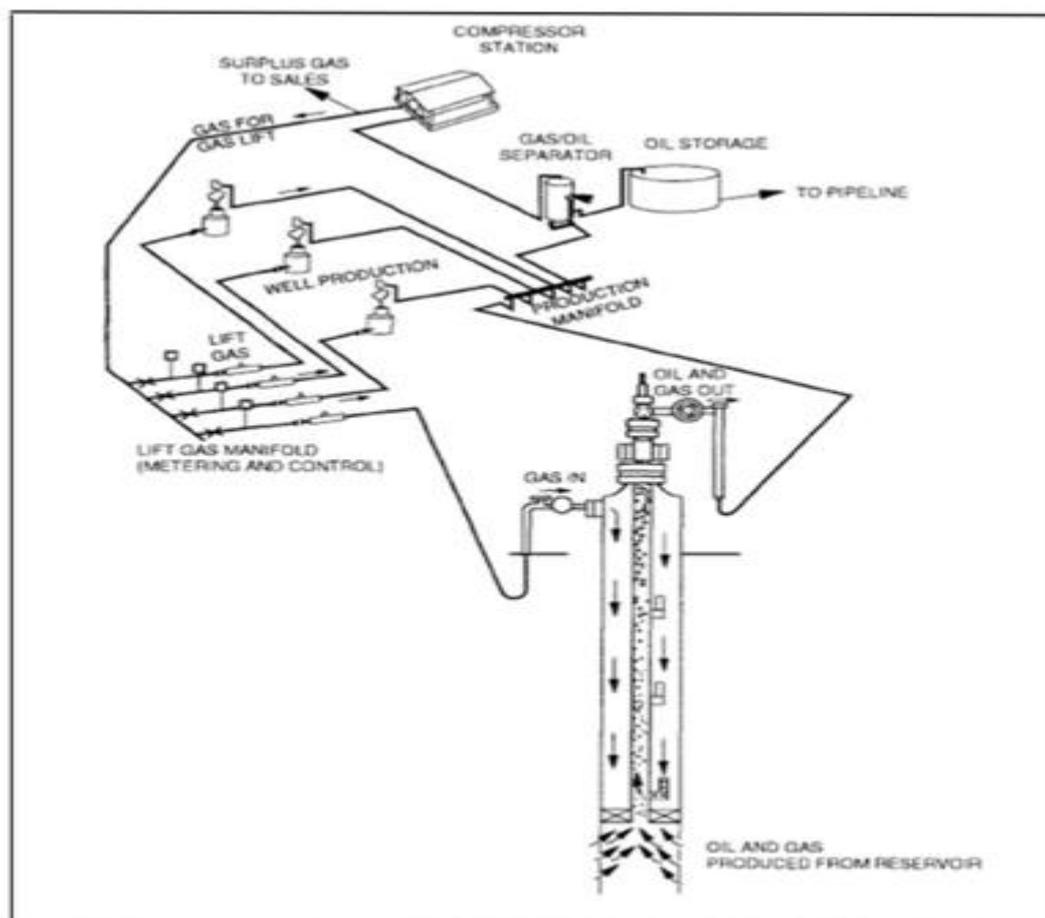


Fig II.9 Equipement de surface

II.3.1.1 L'équipement de compression

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

II.3.1.2 Le réseau de distribution HP

Il est formé d'un système de pipes (conduites) qui peut travailler à de très grandes pressions, il distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

II.3.1.3 Equipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

- a-Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- b-Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- c-Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- d-Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton ou un débitmètre électronique comme le Scanner 2000).

II.3.1.4 Réseau de distribution basse pression

Il est composé des pipelines qui acheminent le fluide de la tête de puits jusqu'au réseau de distribution haute pression. La 1ere phase consiste à transporter le brut de la tête de puits jusqu'à la station de séparation. Une fois la séparation terminée, l'huile est acheminée vers le bac de stockage et le gaz renvoyé vers la station de compression.

II.3.1.5 L'équipement de déshydratation

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coning d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à

contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression et de la température de ce dernier.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction entre le gaz et l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, d'où la nécessité de la déshydratation du gaz afin de remédier à ce problème.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG).

REMARQUE : En cas d'un gaz-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

II.3.2 Equipement de fond

On va expliquer dans cette partie les différents types de mandrin et des vannes gaz lift utilisée.

II.3.2.1 Les mandrins

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. IL qui permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

- mandrins conventionnels.

- mandrins à poche latérale (side pocket mandrel).
- mandrins pour vannes concentriques.

- **Mandrins conventionnels**

Ils sont fabriqués à partir d'éléments de tubing. Les vannes et les clapets antiretour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un Work Over, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond.

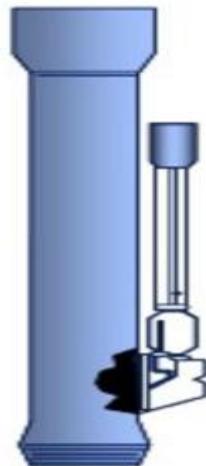


Fig II.10 Mandrin conventionnel

- **Mandrins à poche latérale**

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de wireline. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement du puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline

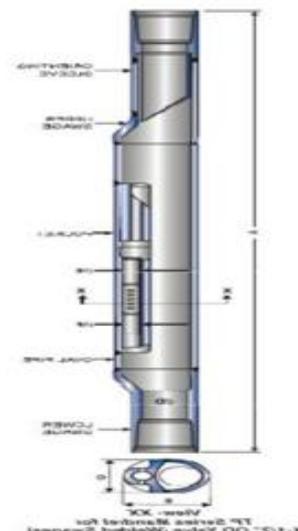


Fig II.11 Mandrin à poche latérale

- **Mandrins avec vanne concentrique**

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait de l'annulaire vers celle-ci. La vanne concentrique peut :

- soit être intégré au mandrin ;
- soit être mise en place par travail au câble.

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple.

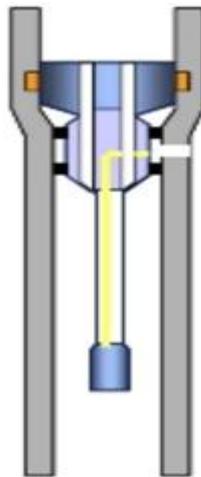


Fig II.12 Mandrin à vanne concentrique

II.3.2.2 Les vannes de gaz lift

On peut les classer en deux principales familles :

- Les vannes pilotées par la pression du casing (*casing operated valves COV*) ou pression amont.
- Les vannes pilotées par la pression du tubing (*tubing operated valve-TOV*).

- **Les vannes opérées par la pression du casing**

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions, elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing-tubing).

Elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, la pression d'injection augmente jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression d'ouverture. Le soufflet se comprime et par conséquent la bille du clapet se déplace de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice. La vanne se ferme lorsque la pression dans l'annulaire chute.

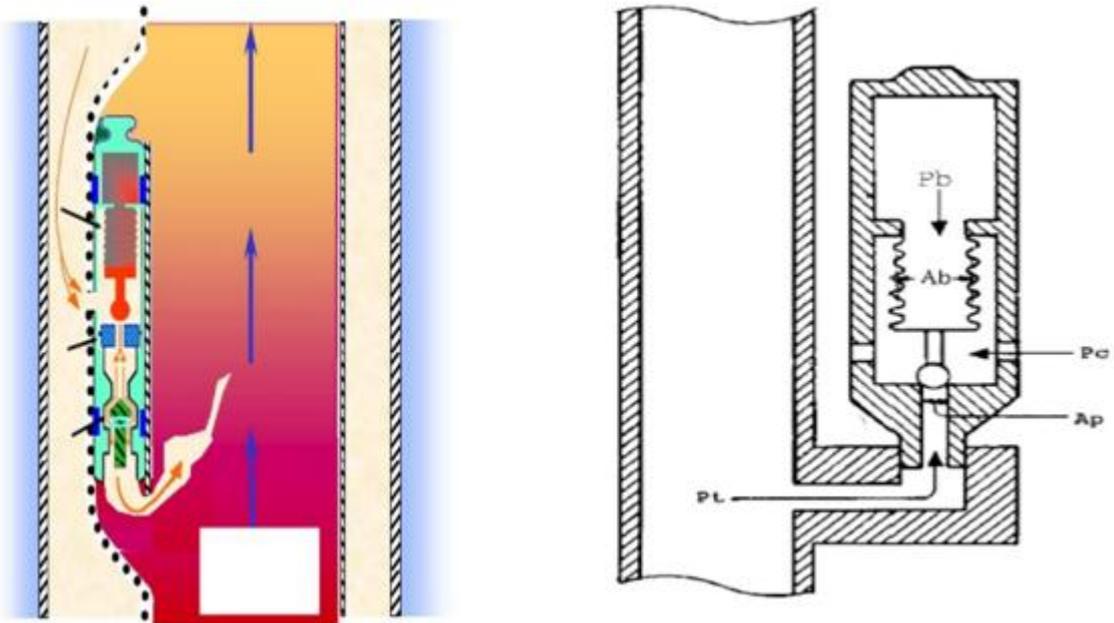


Fig II.13 Vanne opérée par le casing

- **vannes opérées par le tubing (tubing operated valves)**

Elles sont sensibles à la pression de l'effluent dans le tubing. La pression annulaire n'intervient pour l'ouverture de la vanne que sur l'aire du clapet alors que la pression du tubing s'applique sur le soufflet transmetteur de forces. En conséquence, l'effet de pression casing est beaucoup moins important que l'effet tubing pour l'ouverture. L'orifice du clapet étant dusé auparavant, quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler vers l'intérieur du tubing.

L'ouverture de la vanne dépend de la pression dans le tubing et de la pression d'injection par contre sa fermeture ne dépend que de la pression d'injection.

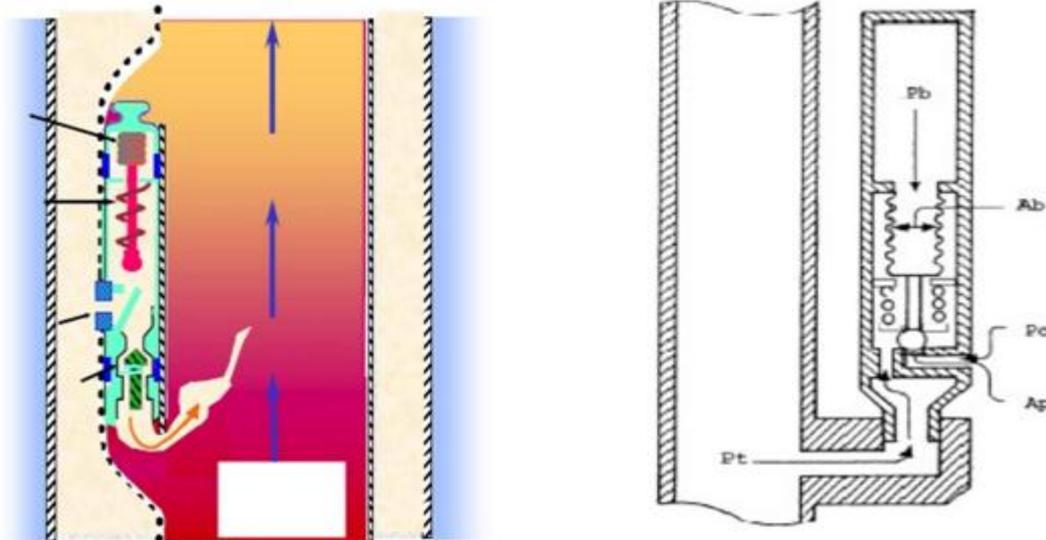


Fig II.14 Vanne opérée par le tubing

- **Autres types de vannes**

-Vannes à gaz (Throttle valves)

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes à écoulement continu, elles sont similaires aux vannes opérées par le casing dans la position fermée, mais dans la position ouverte, elles sont sensibles à la pression du tubing.

-Les vannes combinées (Combined valves)

Ce type de vanne exige une dépression dans le tubing pour l'ouverture, et une chute de pression dans l'annulaire pour la fermeture.

-Blind valves

On les appelle aussi **dummy**, elles sont utilisées pour bloquer la communication entre l'espace annulaire et la colonne de production.

-Orifice valves

Elles ne contiennent pas un système d'ouverture et de fermeture, elles sont utilisées pour permettre une connexion directe entre l'espace annulaire et le tubing pour une injection directe de gaz ou d'autre effluent.

- Les vannes pilotées: (operating valve)

Ce type de vannes a été développé pour les puits activé par le gaz lift intermittent.

Ces vannes ont un large orifice (1/4'' jusqu'à 1'' de diamètre), ce-qui permet une injection instantanée du gaz lorsque la vanne s'ouvre.

- Les vannes pour production par le casing

Les vannes avec production annulaire (gaz-lift inverse) sont semblables aux vannes avec production dans le tubing (gaz-lift direct). Elles sont posées au câble dans un mandrin ou vissées au tubing. On retrouve les mêmes composants : soufflet, ressort, siège, bille et clapet anti-retour. Elles peuvent être opérées par la pression du gaz injecté ou par la pression de l'effluent.

II.4 Utilisation du gaz lift

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

II.4.1 Les puits à huile

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. Il est même utilisé pour des puits encore éruptifs et même neufs.

II.4.2 Puits a eau

L'activation par gaz lift est utilisée pour ces puits afin de produire des volumes d'eau nécessaire soit pour la réinjection dans les réservoirs d'huile (maintien de pression, dessalage), soit pour l'usage quotidien.

Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-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).

II.4.3 Démarrage

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité.

II.4.5 Augmentation du débit

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation. Le gaz-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

II.4.6 Mise en production des puits non éruptifs

Lorsque la pression du réservoir a suffisamment chuté au point que le puits ne puisse débiter. Le gaz lift consistant à injecter du gaz afin de réduire la pression de fond permettra au puits de redébiter.

II.4.7 Nettoyage des puits injecteurs

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations sur la formation.

Cette opération est faite dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, et assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

II.5 Les principaux paramètres du gaz lift

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équipement d'un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi lesquels on peut citer :

II.5.1 Pression en tête de puits (well head pressure)

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête. Plus cette pression est faible moins il faudra injecter du gaz pour faire produire la même quantité d'huile.

Elle influe directement sur deux paramètres essentiels de gaz lift, qui sont la pression et le débit d'injection.



Fig II.15 Impact du débit d'injection sur la pression en tête de puits.

II.5.2 La pression d'injection du gaz

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception du puits.

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fondetc.

Formule de R.V.SMITH

$$e^s P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_g^2 \gamma_g T X f Z (e^s - 1)}{d^5 S} \times 0.925 \times 10^{-2} \quad (2.1)$$

Q : débit de gaz injecté en m³/j

X : la profondeur d'injection en m

$$S = 0.0685 \frac{\gamma_g X}{T Z} \quad (2.2)$$

S : Skin.

T : Température moyenne en °K

P₂ : pression d'injection au fond, en bar

P₁ : pression d'injection en surface, en bar

F : coefficient de frottement, il est en fonction de Re et (ε/d).

Où :
$$R_e = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d} \quad \text{Avec } Q_g \text{ en m}^3/\text{h.}$$

(ε/ d): Déterminé à l'aide d'un abaque.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : densité de gaz.

d : diamètre du tubing en m.

La pression d'injection au fond est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection, elle est donnée par la loi suivante :

- Pour un système direct (injection par l'espace annulaire tubing –concentrique et production par le concentrique) :

$$P_{DF} = H \cdot \frac{D^2 \gamma}{d^2 \times 10} \quad (\text{bar}) \quad (2.3)$$

H : La hauteur statique mesurée à partir du point d'injection En (m).

D : Diamètre du tubing en mm

d : Diamètre du concentrique en mm. γ : Densité de l'huile.

- Pour un system indirect (injection par le concentrique et production par l'espace annulaire) :

$$P_{DF} = H \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (2.4)$$

II.5.3 Puissance d'injection

La puissance d'injection du gaz est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{hydraulique}} = (Q_g \times P_{\text{inj.t}}) / 3600 \quad (2.5)$$

Avec : $P_{\text{hydraulique}}$: la puissance d'injection en Watts (W)

Q_g : le débit d'injection du gaz en mètre cube par heures (m^3/h)

$P_{\text{inj.t}}$: la pression d'injection du gaz à la tête de puits en (bar)

En utilisant les unités du champ la formule précédente devient

$$P_{\text{hydraulique}} = (Q_g \times P_{\text{inj.t}}) / 5.81 \times 10^7 \quad (2.6)$$

Avec : $P_{\text{hydraulique}}$: en Watts (W)

Q_g : en (MMscf /day)

$P_{\text{inj.t}}$: en (psia)

II.5.4 profondeur d'injection

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit. La figure suivante montre la détermination du point d'injection.

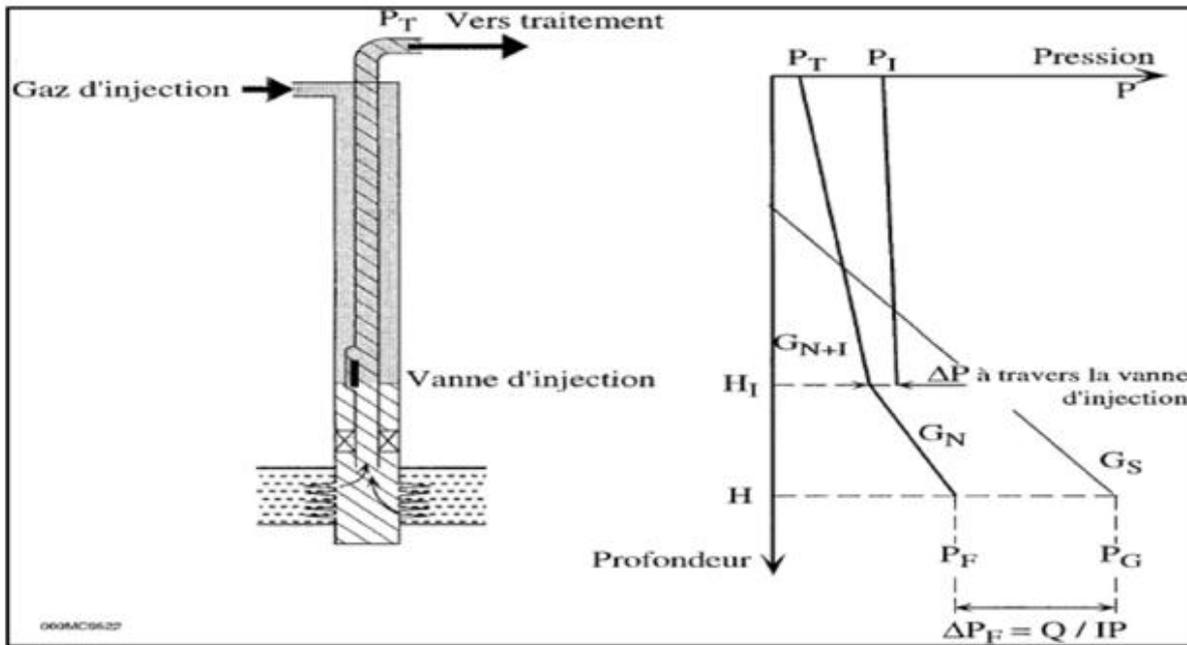


Fig II.16 Détermination de la profondeur d'injection

II.5.5 L'importance de l'IP et effet de skin

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down, et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par Gaz-lift réduit cette pression.

On appelle « effet de skin » l'endommagement des premiers centimètres du réservoir qui aura pour impact direct de réduire l'indice de productivité. On remédie à ce problème par l'un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la reperforation, etc... Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

II.6 Problèmes liés au gaz lift

Durant l'exploitation des puits activés par le Gaz-lift on rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, le problème principal est la formation des hydrates.

II.6.1 Formation des hydrates

La baisse de pression crée lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système aux conditions de cristallisation de l'eau contenue dans ce gaz (formation des hydrates).

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits. Ce problème se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela on doit prendre les mesures de prévention suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau des substances telles que le méthanol et le glycol qui agissent de telle manière que la température de leurs formation diminue.

II.6.2 Érosion des équipements

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules de gaz contre les parois du milieu de l'écoulement. Quand la vitesse du gaz est élevée, ces actions sont très actives, les forces de frottement deviennent importantes conduisant ainsi à l'agrandissement du diamètre intérieur des duses

utilisées pour les réglages du débit, les molécules de gaz fraisent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz devient important par rapport à celui de l'huile, favorisant la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation.

II.7 Avantages et inconvénients

II.7.1 Avantages

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes Gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant **50°**.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

II.7.2 Inconvénients

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profond.
- Nécessité de traitement en cas de formation des hydrates. Il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection de glycol.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.

CHAPITRE III : Analyse nodale

III.1 Introduction

Le but principal de tous les pétroliers c'est d'avoir un bon fonctionnement du système de production. La conception de ce dernier ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et une performance du système de conduites et être manipulée indépendamment, donc le système de production entier doit être analysé comme unité. Il se compose de trois parties : le réservoir, la conduite verticale et le réseau de collecte.

Le taux de production d'un puits peut être limité par la performance d'une seule composante dans le système. Si l'effet de chaque composante sur toute la performance du système peut être isolé, alors le système sera optimisé de la manière la plus économique.

III.2 L'analyse Nodale

L'analyse nodale est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser les problèmes de production et améliorer la performance des puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huiles et de gaz .Elle est basée sur la combinaison des possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond du puits avec la capacité du tubulaire à conduire l'effluent jusqu'en surface.

III.3 Historique de l'analyse nodale

Les contours de base d'Analyse Nodale ont été donnés en premier par Gilbert en 1954, qui a décrit l'interaction entre le réservoir, le puits, et la duse de la tête du puits. L'usage pratique des idées de Gilbert a été limité à cause de la restriction des méthodes disponibles dans son temps pour modeler la performance des éléments individuels du système.

Quelque temps plus tard la sélection large des modèles de calcul disponibles ainsi que l'invention des ordinateurs ont mené à la réapparition des idées de Gilbert. La contribution du modèle de simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production et avoir le débit désiré.

La méthode de l'analyse du système a été nommée l' " Analyse Nodale " par K. E. Marron, et ce terme a été généralement accepté.

III.4 La distribution des pertes de charges dans un système de production

N'importe quel puits de production est foré et équipé d'une complétion pour extraire de l'huile, le gaz, ou de l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface. Pour surmonter les pertes de charge (par frottement par exemple) dans le système de production (tubing, collectes) pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Les fluides doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de pression se produisent.

Ce système se compose de trois phases:

1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
3. Ecoulement dans les pipes horizontales.

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale ($P_R - P_S$) Avec: P_R et P_S sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

Cette chute de pression est la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système. La chute de pression le long de n'importe quelle

composante change avec le taux de production, le taux de production sera contrôlé par les composantes choisies.

Les diverses pertes de charge pouvant se produire dans le système en partant du réservoir jusqu'au séparateur

$-\Delta p_1 = p_r - p_{wfs}$: pertes dans le milieu poreux (formation).

$-\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$: pertes à travers le cuvelage (complétion).

$-\Delta p_3 = p_{UR} - p_{DR}$: pertes le long des restrictions.

$-\Delta p_4 = p_{USV} - p_{DSV}$: pertes le long des vannes de sécurité

$-\Delta p_5 = p_{wh} - p_{DSC}$: Pertes dans la Duse de surface.

$-\Delta p_6 = p_{DSC} - p_{sep}$: pertes dans les conduites de surfaces.

$-\Delta p_7 = p_{wf} - p_{wh}$: pertes totales dans le tubing.

$-\Delta p_8 = p_{wh} - p_{sep}$: pertes totales dans les collectes.

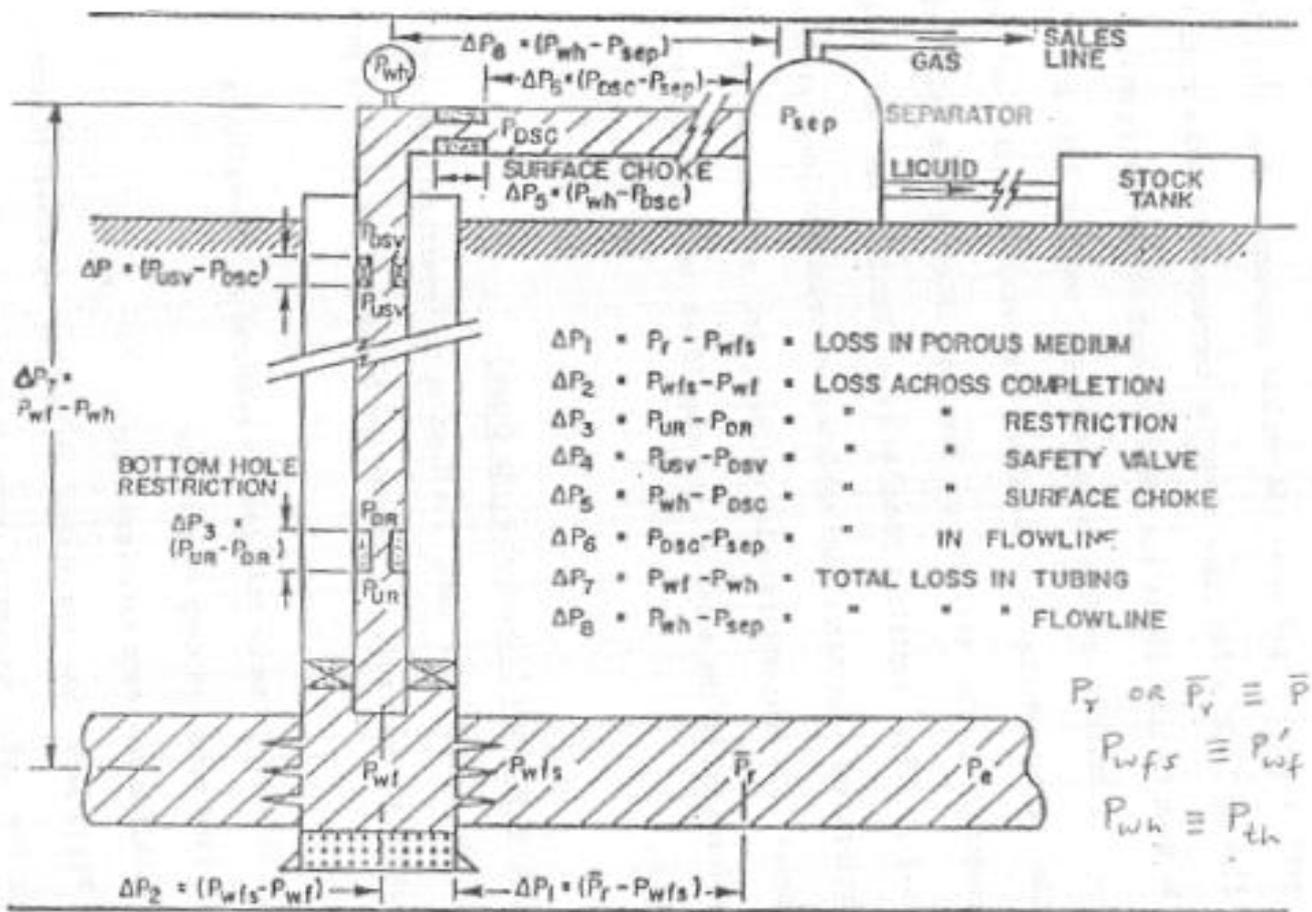


Fig III.1 Les pertes de charges possibles dans un système de production complet.

III.5 Concept nodal

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans les différentes parties de notre système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Afin de simplifier le système, ces nœuds sont placés au niveau des points sensibles. Il devient donc subdivisé en deux parties.

III.6 Procédure, Objectif et Application de l'analyse nodale

III.6.1 Procédure de l'analyse nodale

L'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes qui sont formés des composants ayant une interaction mutuelle. La procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow et les représenter dans un graphe pression en fonction de débit, ensuite déterminer le point de fonctionnement qui est l'intersection entre ces deux courbes.
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant le nouveau inflow ou outflow selon ou le changement s'effectue (si le changement s'effectue au dessus du nœud, c'est la courbe outflow qui changera et si c'est au dessous, ça sera la courbe inflow).
- Comparer le nouveau point de fonctionnement avec l'ancien et voir s'il y a amélioration ou baisse de production.

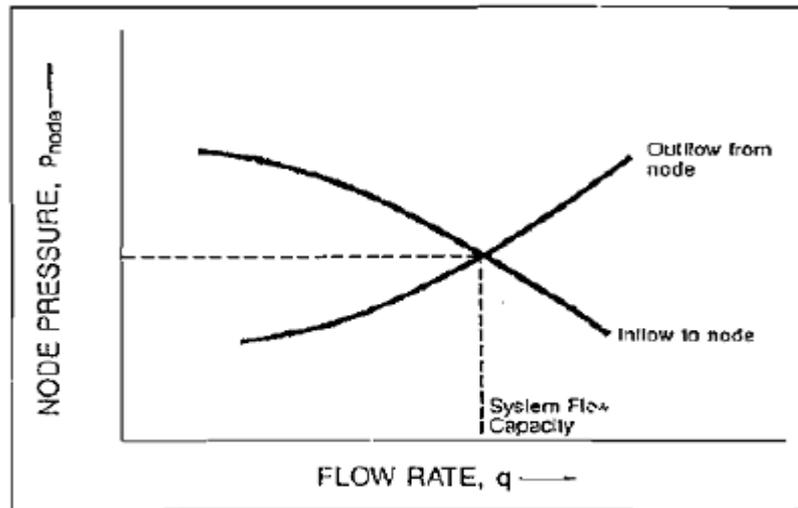


Fig III.2 point de fonctionnement (représentation de l'inflow et de l'outflow).

III.6.2 Objectif de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- déterminer sous quelles conditions de débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- optimiser le système pour produire le débit escompté.
- vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre aux ingénieurs de reconnaître rapidement les moyens d'augmenter le taux de production.

III.6.3 Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. Parmi ses applications, on trouve :

- Choix du tubing de production.

- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau (flowline).
- Conception du gravel pack.
- Choix du diamètre de la duse.
- Optimisation de production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Prévoir l'effet de la chute de pression sur la production.
- L'équipement de l'ascenseur artificiel.

III.7 Les différentes positions du nœud

La position du nœud dépend de l'objectif de l'étude, les positions possibles sont : le séparateur, la tête de puits, le réservoir, les perforations, la duse.

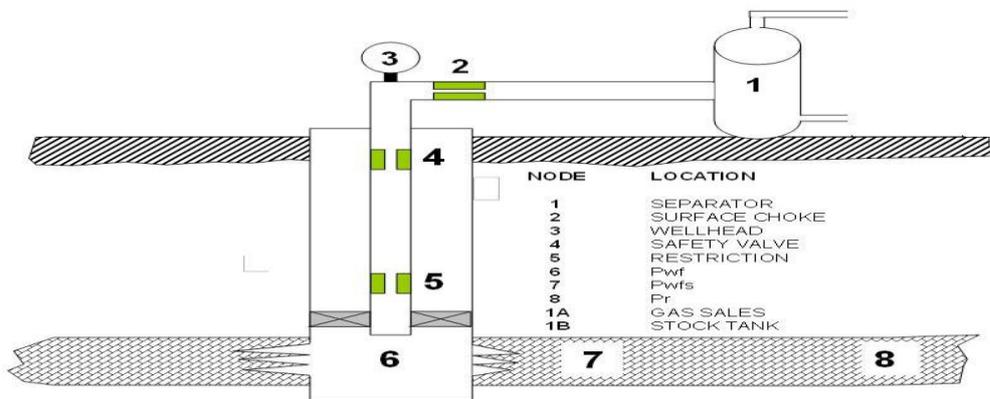


Fig III.3 Les différentes positions possibles des nœuds.

- **Nœud 1 (séparateur)**

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont:

- L'IPR mesuré dans le trou du puits

-Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.

-Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

- **Nœud 2 (duse)**

L'emplacement du nœud 2(duse) nous permet d'étudier. L'effet de la duse, et de contrôler le débit de production.

- **Nœud 3 (Tête de puits)**

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR* (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le puits
- chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- Pression du séparateur.

- **Nœud 4,5 (vannes de sécurité et restrictions).**

- **Nœud 6 (fond du puits)**

Il nous permet d'étudier l'effet de L'*IPR* (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- Courbe *IPR* mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparateur (séparation).

- **Nœud 7 (au niveau des perforations)**

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits. Les données nécessaires sont:

- IPR* de formation avant les perforations.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte.
- Pression de séparateur (séparation).

- **Nœud 8 (réservoir)**

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du

réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

-IPR mesuré dans le trou de puits.

-Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.

-Chute de pression dans la collecte en fonction de débit et pression de séparateur.

La figure suivante montre l'effet du déclin de la pression du réservoir sur la production. Une baisse de la pression du réservoir s'accompagne d'une chute en débit d'huile.

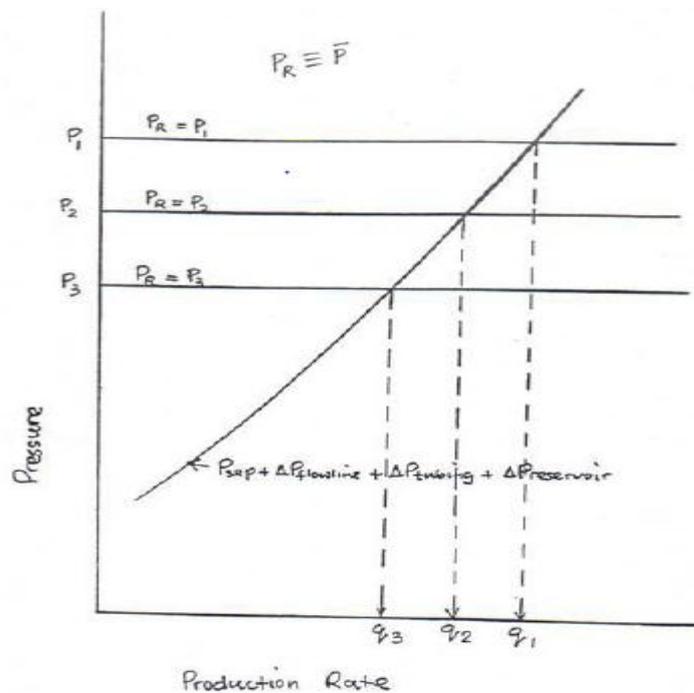


Fig III.4 Effet du déclin de pression du réservoir

Remarque

On utilise le plus fréquemment comme point nodal, le point au fond du puits (**Nœud 6**) ou la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipeline).

III.8 Notion de l'inflow, outflow et point de fonctionnement

-Equation d'inflow

$$p_r - \Delta p_{res} = p_{wf}$$

-Equation d'outflow

$$p_{sep} + \Delta p_{tbg} + \Delta p_{pipe} = p_{wf}$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité.

Le système nodal consiste à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (**inflow**)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (**outflow**)).

En traçant ces deux courbes, on pourra déterminer le point de fonctionnement du puits qui est l'intersection entre ces dernières et faire une étude d'optimisation.

Cette optimisation se fait en changeant les paramètres contrôlant le fonctionnement du puits, que ça soit au niveau réservoir ou complétion pour ensuite voir le résultat que ça rapporte en termes de débit de production dans le but d'effectuer les changements nécessaires pour que le puits produise de manière optimale le plus longtemps possible.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation.

N.B Dans le gaz lift, l'objectif principal de l'analyse nodale est d'optimiser le débit et la pression du gaz injecté pour obtenir le meilleur débit possible

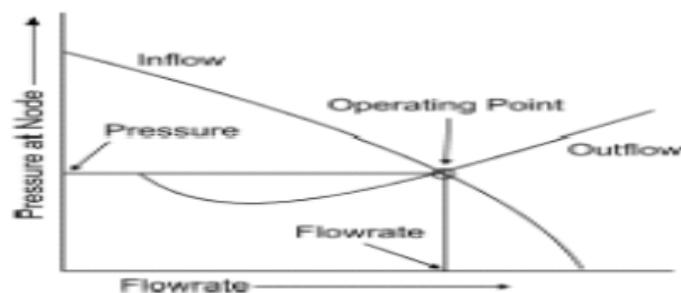


Fig III.5 Représentation graphique de l'analyse nodale d'un système.

III.9 Performance du réservoir et du puits

III.9.1 Inflow performance relationship (IPR)

L'IPR (inflow Performance Relationship) d'un puits est la relation entre le débit et la pression au niveau du nœud (PWf dans notre cas le nœud est au fond de puits) ; l'IPR peut être illustré graphiquement en traçons la pression de fond en fonction du débit .Pour ceci, on a plusieurs méthodes empiriques qui sont développées, parmi lesquelles on cite les suivantes :

III.9.1.1 La loi de darcy

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad (3.1)$$

Avec : V : vitesse apparente (cm/s).

Q : débit volumique (cm³/s).

A : section de passage de fluide (cm²).

K: perméabilité (md).

P : pression (atm).

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire) .
- écoulement permanent.
- formation homogène.

- pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

III.9.1.2 Méthode de l'indice de productivité

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$P = Q_0 / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (3.2)$$

J : indice de productivité (bpd/psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

p_{ws} : Pression de fond statique (psi)

p_{wf} : Pression de fond dynamique (psi)

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond statique (pression du réservoir) chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

III.9.1.3 Méthode de VOGEL-STANDING

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle de réservoir mathématique pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole.

L'étude a traité plusieurs types des réservoirs contenant des fluides des caractéristiques différents. L'équation finale de la méthode de Vogel a été basée sur des calculs faits sur 21 réservoirs conditionnés.

Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés ($P_G < P_b$) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue.

La méthode originale de Vogel n'a pas pris en considération l'effet du facteur de skin non nul. Plus tard, les modifications de Standing ont prolongé l'utilisation de cette méthode aux réservoirs stimulés ou endommagés ($skin \neq 0$).

SKIN = 0 (Méthode de VOGEL)

➤ **Pour réservoir saturé ($P_r < P_b$)**

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.3)$$

➤ **Pour un réservoir sous saturé ($P_r \geq P_b$)**

$$q = q_b + \frac{J_{p_b} P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (3.4)$$

$$q_b = J_{p_b} (\bar{p}_r - p_b) \quad (3.5)$$

Avec : q_0 : le débit de l'huile (STB/day) .

P_{wf} : la pression au fond du puits (psig).

q_{0max} : le débit correspond à $P_{wf} = 0$ (AOF) c-à-d la valeur maximale de débit.

p_r : la pression de réservoirs.

P_b : la pression de bulle.

Q_b : le débit au point de bulle (quant $P_{wf} = P_b$).

J_{pb} : l'indice de productivité au point de bulle (STB / (day.psig)).

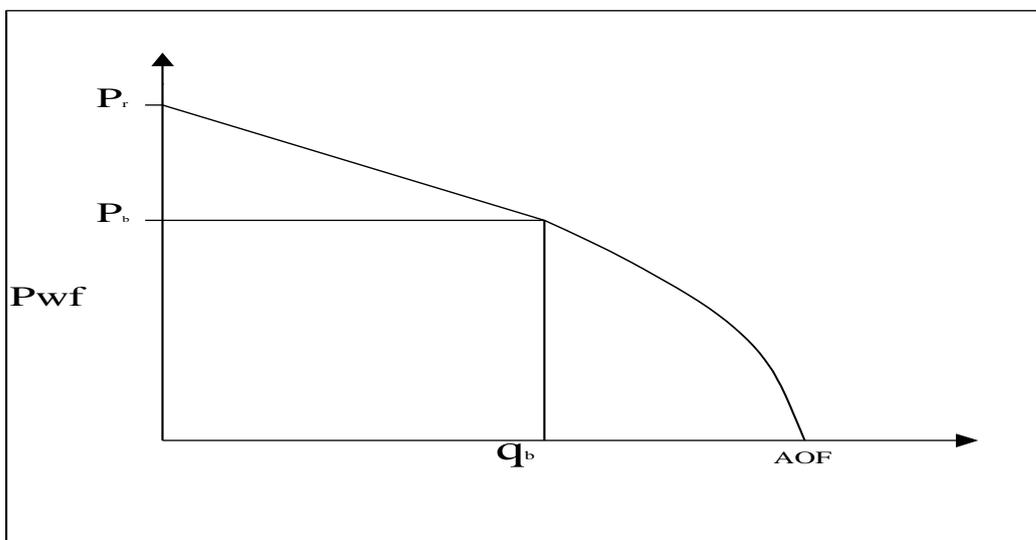


Fig III.6 Courbe IPR.

SKIN \neq 0 (METHODE DE STANDING)

En introduisant le terme du degré d'altération de la perméabilité (FE) donnée par la formule suivante :

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{p_r - p'_{wf}}{p_r - p_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \quad (3.6)$$

L'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.7)$$

Une relation reliant p_{wf} et p'_{wf} peut être obtenue en résolvant l'équation

$$\frac{P'_{wf}}{P_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (3.8)$$

En remplaçant cette dernière équation dans l'équation (3.8), on obtient :

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.9)$$

La contrainte pour l'application de cette équation est que P'_{wf} doit être supérieure à 0

Ou : $P_{wf} \geq \overline{P_R} \cdot \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$ cette contrainte est toujours satisfaite si $FE \leq 1$

Pour tenir compte des cas où $FE > 1$ Harrison a introduit la relation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,2 - 0,2 \cdot e^{\left(1,792 \frac{P_{wf}}{P_R} \right)} \quad (3.10)$$

- **Procédure pour un réservoir saturé**

-Utiliser les données de test et le valeur de FE pour déterminer $q_{0(\max)}^{FE=1}$, en utilisant l'équation (3.9).

-déterminer q_0 pour chaque valeur de p_{wf} supposée par l'équation (3.9).

-construire l'IPR $p_{wf} = f(q_0)$.

-Dans le cas où $FE > 1$, on utilise l'équation (3.10) afin de continuer la courbe pour les

valeurs $P_{wf} < \overline{P_R} \cdot \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$.

- **Réservoir sous saturé (FE#1)**

-**Cas N01** test $p_{wf} > p_b$

-Calculer J par les données de test et l'équation (3.3).

-Générer l'IPR pour les valeurs de $p_{wf} < p_b$ en utilisant l'équation suivante :

$$q_0 = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[1,8FE \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (3.11)$$

-**Cas N02** test $p_{wf} < p_b$

-Calculer J par les données de test et l'équation (3.11).

-Générer l'IPR pour les valeurs $p_{wf} < p_b$ avec l'équation (3.11).

III.9.1.4 Méthode de FETKOVITCH

FETKOVITCH a proposé une méthode pour établir l'IPR pour un puits d'huile en utilisant le même type d'équations utilisées pour analyser les puits à gaz, la forme générale de cette méthode est:

$$q_L = C(\overline{p_b^2} - p_{wf}^2)^n \quad (3.12)$$

Où : q_L : le débit de liquide (STB/day).

C : coefficient de l'écoulement (STB/(day.psig²ⁿ)).

n : constante qui dépend des caractéristiques du puits.

Pour déterminer la valeur de n et C on doit effectuer un test appelé (isochrone test) ou flow after flow test dans lequel on produit avec des valeurs de débit croissantes pendant des intervalles de temps égaux. On peut ainsi tracer la variation de $(\overline{p_b^2} - p_{wf}^2)$ en fonction de q_L (voir la figure 3-7).

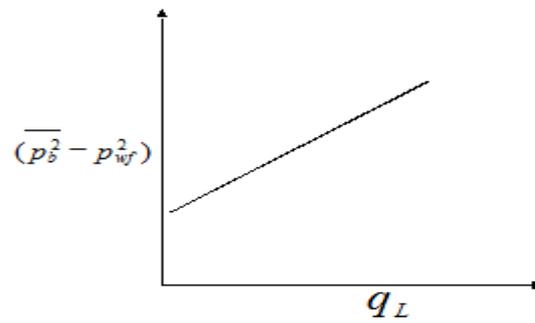


Fig III.7 Courbe IPR de FETKOVICH.

III.10 Tubing performances curve (TPC)

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de phase, la température d'écoulement, la densité du fluide et les pertes de charge.

Le graphe caractérisant cette performance montre la variation de la pression de fond dynamique en fonction du débit, chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits (p_{wf}) pour produire un débit donné en surface, avec la pression aval connue.

III.10.1 Types d'écoulements diphasiques verticaux

Dans les écoulements multiphasiques ascendants, on distingue les régimes montrés dans la figure (3-8).

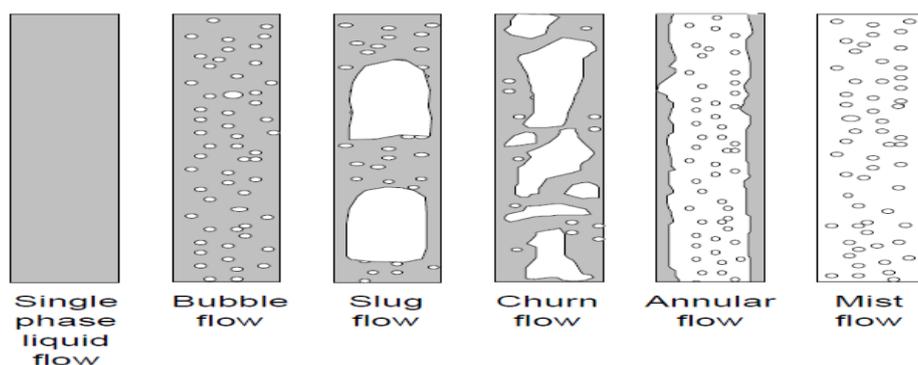


Fig III.8 différents types de régimes d'écoulements verticaux

a) Ecoulement en liquide (liquid flow) Dans ce cas la pression dans le tubing est supposée au dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement monophasique.

b) Ecoulement en bulles (bubble flow) Le mouvement montant du liquide est accompagné par une réduction de la pression, et dès qu'elle descend au dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.

c) Ecoulement en bouchons (slug flow) Plus haut dans le tubing, la pression continue à baisser, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.

d) Ecoulement annulaire (annular flow) Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus basses, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.

e) Ecoulement en brouillard

Enfin, si le tube à une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante ait lieu. L'annulaire de liquide disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

III.10.2 Les différentes corrélations pour le calcul des pertes de charge

Il existe plusieurs corrélations de pertes de charges, Chaque corrélation est établie à partir des trois composants du gradient de pression :

- **Gradient hydrostatique (gradient d'élévation)** Qui vient de la densité de la colonne des fluides. Qui est calculé à partir de la connaissance de la proportion prise par le liquide dans la section d'écoulement, et de la densité des différentes phases. Il est fonction de sinus d l'ongle d'inclinaison de la conduite (étant 0 dans une conduite horizontale).

- **Gradient de friction (frottement)** Qui vient à partir contact des fluides avec les parois des conduites. Se calcule de manière spécifique pour chaque

corrélation, mais généralement utilise le concept du diagramme de facteur de friction pour calculer ce facteur qui est fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité.

Ce facteur est donc utilisé pour calculer le gradient de friction.

- **Gradient d'accélération** Qui vient de l'énergie cinétique croissante des fluides, qui accélèrent avec la diminution de la pression. Ce terme est souvent négligé, mais est toujours inclus dans certaines corrélations.

Le gradient de pression total est la somme de ces trois gradients :

Perte de charge total = perte par friction + perte par élévation + perte par accélération

Pour un écoulement monophasique la perte totale est donnée comme suit :

$$\frac{dp}{ds} = -\rho v \frac{dv}{ds} - F_f - \rho g \sin \theta$$

Ou :

-La force d'accélération est : $\rho V_x \frac{\partial V_x}{\partial x}$

-La force de gravité est : $\rho g \sin \theta$

-La force de frottement F_f donnée par l'expression générale $F_f = f \frac{\rho v^2}{2d}$, avec :

f : Coefficient de perte de charge, il est sans dimension et n'est fonction que du nombre de Reynolds $Re = \frac{\rho v d}{\mu}$ et de la rugosité de la paroi ε .

Pour $Re < 2000$, $f = 64/Re$

Pour $Re > 2000$, $\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(2 \frac{\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{Re \sqrt{f}} \right)$

ρ : Masse volumique du fluide (kg/m^3).

d : Diamètre de la conduite (m).

v : vitesse d'écoulement (m/s).

θ : Angle d'inclinaison de la conduite.

g : Accélération de la gravité (m/s^2).

ε : Rugosité de la paroi (m).

S : la direction sur laquelle se porte la conduite comme le montre la figure (3-9).

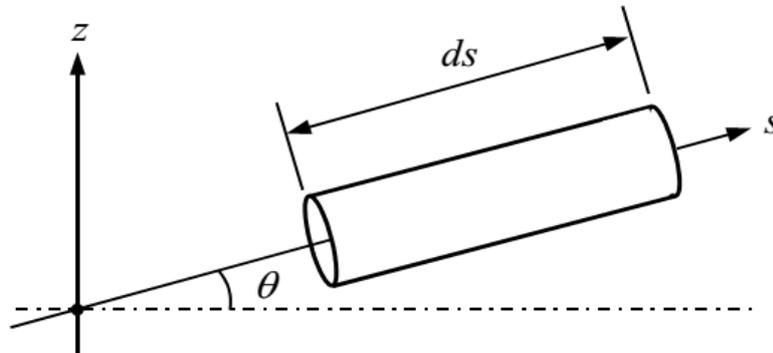


Fig III.9 Représentation d'un segment de conduite dans un plan z-s.

a) Corrélation de Poettmann et Carpenter

Poettmann et Carpenter ont développé une méthode semi empirique utilisant l'équation générale d'énergie, et les données de 34 puits d'huile en écoulement et 15 puits en gaz-lift avec des tubings de diamètre (2", $2^{1/2}$ ", et 3"). Le mélange d'huile, de gaz et d'eau est considéré comme étant monophasique.

Les conditions d'utilisation de cette corrélation sont :

- L'effet de viscosité est négligeable.
- Le terme d'accélération négligeable ($v = \text{constante}$)
- Une valeur moyenne pour le facteur de frottement le long du tubing.

b) Corrélation de Hagedorn et Brown

La corrélation de Hagedorn et Brown est une prolongation de celle de Poettmann et Carpenter.

Elle a été développée en utilisant les données obtenues à partir d'expériences faites sur un puits vertical d'une profondeur de 1500ft pour un diamètre de ($1\frac{1}{4}$ à $2\frac{7}{8}$) du tubing.

Hagedorn & Brown ont étudié l'effet des propriétés de liquide (viscosité, tension superficielle..) sur la perte de charge en variant le types du fluide (5 fluides de viscosités variant entre 10 et 110cp et a 80°F) avec différentes valeurs de débit (220bbl/day à 980bbl/day), d'un GLR qui varie entre 194 et 1845scf/bbl.

➤ **Limites d'utilisation de cette corrélation**

-Diamètre des tubings La chute de pression est correctement prédite pour des diamètres allant de 1 à 1.5". Pour des diamètres supérieurs, cette dépression est surestimée.

-Densité de l'huile La corrélation de Hagedorn & Brown a tendance de surestimer la chute de pression pour des huiles lourdes (13-25°API), et la sous estimer pour les huiles plus légères (40-56°API).

-GLR Pour un GLR supérieur à 5000 la prédiction de la courbe de pression est erronée.

-Water-cut La précision que donne cette méthode pour la prédiction des pertes de charges est généralement bonne même pour un large intervalle de water-cut.

c) Corrélation de Fancher et Brown

Cette corrélation est un ajustement de la méthode de Poettmann et Carpenter, et est plus exacte pour des faibles débits, et pour des GLR élevés. Elle peut donner de bons résultats pour des GLR moins que 5000scf/bbl , des débit moins que 400bbl/day ($2.65\frac{m^3}{h}$) et pour des diamètre de tubing entre $2\frac{3}{8}$ et $2\frac{7}{8}$.

La viscosité et la tension superficielle du liquide doivent être négligées.

Fancher et Brown emploient le même procédé de calcul que Poettmann et Carpenter avec un peu de modifications dans la détermination du facteur de frottement (cette corrélation a son propre modèle pour le calcul du facteur de friction, ce dernier est indépendant de la rugosité des parois).

C) Corrélation de Duns and Ros

C'est une corrélation qui a été développée pour l'écoulement vertical des mélanges d'huile et de gaz. Elle suit les méthodes décrites par Brown.

La corrélation utilise un régime d'écoulement couvrant celui de l'écoulement par bulles (bubbles), écoulement par vagues (slug), et écoulement dispersé (mist).

Les variables intervenant dans la prédiction de la courbe de pression selon Duns & Ros sont :

-Diamètre des tubings En général, la chute de pression est vue à la surestime pour un intervalle de diamètres de tubings entre 1 et 3''.

-La densité de l'huile De bonnes prédictions du profil de pression sont obtenues dans des intervalles de densité de l'huile entre 13 et 56° API.

-GLR La chute de pression a tendance à être surestimée pour un large intervalle du GLR. Les erreurs peuvent aller jusqu'à >20 % pour un GLR supérieur à 5000.

-Water-cut Cette corrélation ne s'applique pas pour un mélange d'huiles, de gaz et d'eau. Elle peut tout de même être utilisée pour ce cas de figure en introduisant un facteur de correction.

e) Corrélation de Beggs and Brill

Ils ont suivi la méthodologie tracée par Brown. Cette corrélation est unique en son genre du fait qu'elle soit basée sur un régime d'écoulement "horizontal". Cette corrélation est donc recommandée pour les puits déviés et toutes les applications de pipeline dans des terrains à relief.

Du fait qu'elle n'ait pas été dérivée vers la verticalité, cette corrélation est à éviter pour les puits verticaux.

Les variables influençant sur la précision de cette corrélation sont :

-Diamètre des tubings L'intervalle de variation du diamètre de tubings est assez réduit (entre 1 et 1,5"). Pour des diamètres plus grands les erreurs sur l'estimation de la perte de charges deviennent plutôt considérables.

-La densité de l'huile De bons résultats sont obtenus pour un large intervalle des densités de l'huile.

-GLR En général, les erreurs augmentent avec l'augmentation du GLR ; Surtout s'il dépasse 5000.

-Water-cut L'exactitude des prédictions des profils de pression est généralement assez bonne pour un water-cut allant jusqu'à 10%.

III.10.3 Utilité des corrélations

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont tellement précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique.
- ✓ Déterminer les indices productivité des puits.
- ✓ Prédire le débit maximum.

CHAPITRE IV : Optimisation des paramètres du gaz lift

IV.1 Introduction

Toutes compagnies pétrolières fait appel à des logiciel afin de prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors lors d'une exploration ou exploitation des gisements. Citons par exemple, le calcule des pressions d'injection, débit d'injection optimal du gaz, débit de production....etc.

Dans cette partie, on va faire une petite présentation du logiciel PROSPER, et effectuer l'optimisation du gaz lift avec.

IV.2 Aperçu sur le logiciel PROSPER

PROSPER (production and système performance) est un logiciel d'analyse de performances des systèmes de production, il aide l'ingénieur en production pour prédire l'évolution de la production durant la vie d'un puits. Il possède des dispositifs de calcul d'une sensibilité puissante, qui permettent l'optimisation des conceptions existantes et l'évaluation des futurs paramètres du puits.

Pour construire un modèle PROSPER, on aura besoin des données suivantes :

- ✓ Données PVT.
- ✓ Données réservoir.
- ✓ Données complétion.
- ✓ Données de surface.
- ✓ Données du gaz lift (cas d'un puits activé par gaz lift).

Une fois les données entrées dans le logiciel, on doit faire un matching afin d'avoir un maximum de précision puis effectuer l'étude que nous avons comme objectif (dans notre cas c'est l'optimisation du gaz lift).

IV.3 Organigramme de fonctionnement de PROSPER

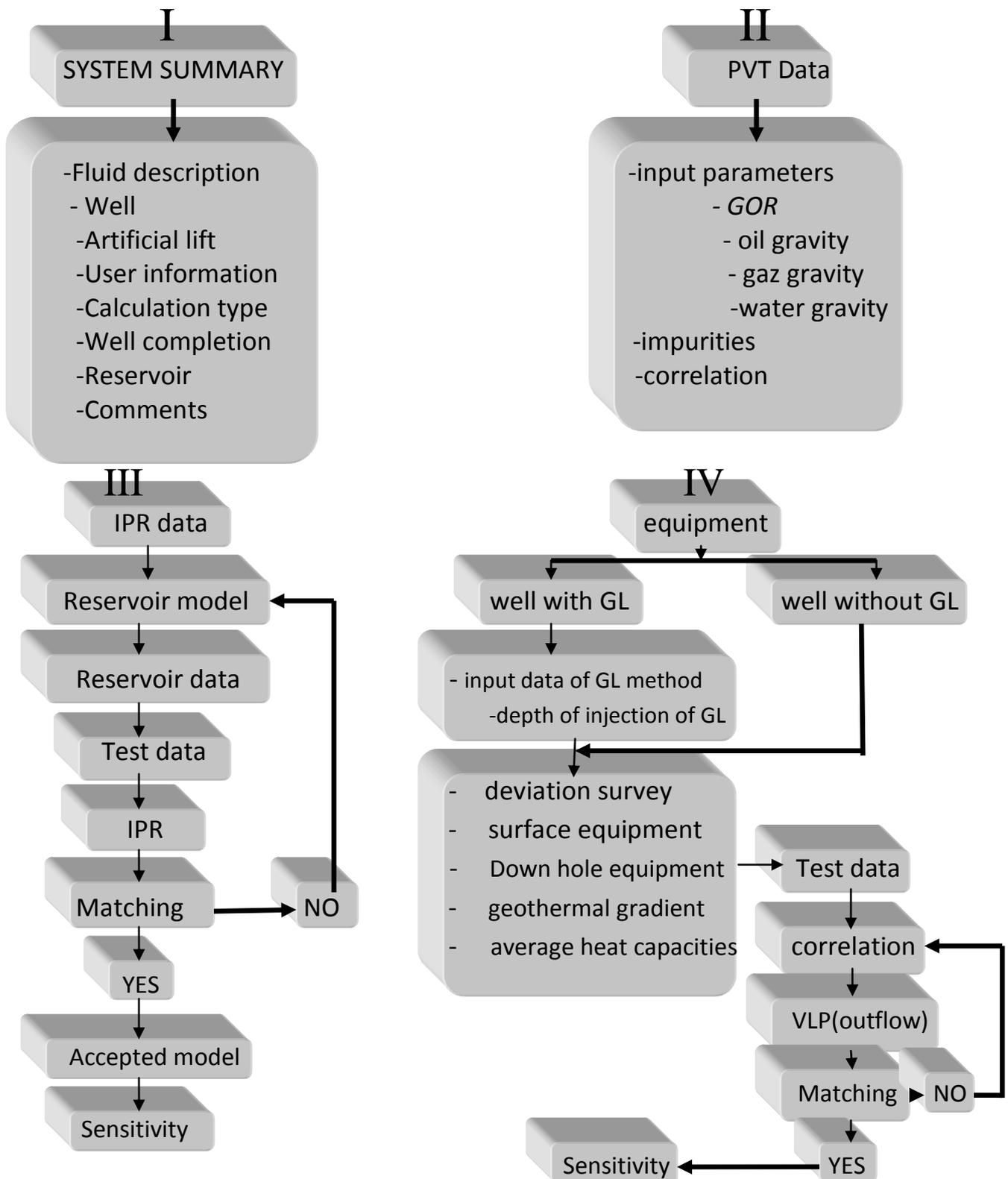


Fig IV.1 Organigramme de fonctionnement de PROSPER

IV.4 Procédure de travail

Dans ce chapitre, on a choisi les deux puits P01 et P02 comme exemple et travaillé sur l'optimisation des paramètres qui influent sur l'efficacité du gaz lift.

Les paramètres considérés sont :

- Le débit d'injection du gaz-lift.
- Le skin.
- Mode d'injection (annulaire ou concentrique).
- Profondeur d'injection.

Pour effectuer cette étude, on a procédé comme suit :

On décrit tout d'abord l'état initial dans lequel était le puits et l'état actuel, puis on propose quelques scénarios et chercher s'il y'aura des modifications à effectuer dans notre système pour que le puits puisse produire de manière optimale.

IV.4.1 Description des puits et différents scénarios proposés

-Puits P01

1) Etat initial: dans lequel l'activation par gaz lift n'était pas mise en service et le puits produit naturellement à travers un tubing 2 " ^{3/8}.

2) Etat actuel: où le gaz lift est injecté à travers l'annulaire (4" ^{1/2} x 2" ^{3/8}).

3) Etas suggérés: Optimisation du gaz-lift dans les cas suivants :

a- Complétion actuelle (injection par l'annulaire).

b- Inversion de l'injection et production par l'annulaire (4" ^{1/2} x 2" ^{3/8}).

c- Changement du concentrique d'injection (1.66").

d- Sensibilité sur la profondeur d'injection.

-Puits P02

1) état initial: Le puits produit naturellement à travers un tubing 2" ^{3/8}.

2) état actuel: injection du gaz lift par l'annulaire (4" ^{1/2} x2" ^{3/8}) et production par le concentrique 2" ^{3/8}.

3) états suggérés: Optimisation du gaz lift dans les cas suivants

a-Inversion de l'injection et production par l'annulaire (4" ^{1/2} x2" ^{3/8}).

b- Etude de sensibilité sur le débit d'injection.

c-Etude de sensibilité sur le skin.

d-Etude de sensibilité sur le diamètre du concentrique (essayer le 1.66").

IV.5 Donnée des puits**IV.5.1 Puits P01**

✓ Données PVT : Les données PVT des deux puits sont les mêmes.

GOR de solution	1003 scf/STB
Densité de l'huile	49,56 API
Densité de gaz	1,236 SG
Salinité de l'eau	290289 ppm
Pourcentage de H ₂ S	0%
Pourcentage de CO ₂	3,852%
Pourcentage de N ₂	3,327%
Pression de bulle	2105 psig

Tableau IV.1 Données PVT des deux puits.

✓ Données réservoir

Pression du réservoir (psig)	2200
Pression de fond dynamique (psig)	1158.5
Température (°C)	110
Water cut	0
Perméabilité (md)	2.5
H (m)	45
A (acres)	500
rw(inch)	3
Skin	0.5

Tableau IV.2 Données réservoir du puits P01.

Avec :

A : aire de drainage.

H : épaisseur du réservoir.

rw : rayon du puits.

✓ Données de complétion

-Profondeur totale (profondeur ou on à calculé la pression de fond): 2953m.

-Profondeur d'injection : 2950m

-Diamètre intérieur du tubing 4" ^{1/2}: 3.96".

- Diamètre intérieur du tubing 2" ^{3/8}:2.04".

- Diamètre intérieur du concentrique 1.66" : 1.38".

✓ Données gaz lift

-densité du gaz : 0.7

-profondeur d'injection : 2950m.

✓ Données de surface

Pression en tête(psig)	182
Température (°C)	35
GOR total (SCF/STB)	1741
Débit total (STB/day)	948

Tableau IV.3 Données de surface du puits P01.

IV.5.2 Puits P02

✓ Données réservoir

Pression du réservoir (psig)	2240
Pression de fond dynamique (psig)	1066.5
Température (°C)	114
Water cut	0
Perméabilité (md)	3.65
H (m)	54
A (acres)	500
rw(inch)	2.06
Skin	6.12

Tableau IV.4 Données réservoir du puits P02.

✓ Données de complétion

-Profondeur totale (profondeur ou on a calculé la pression de fond) : 2943m.

-Profondeur d'injection : 2938m

-Diamètre intérieur du tubing 4" ^{1/2}: 3.96".

- Diamètre intérieur du tubing 2" ^{3/8} : 2.04".

- Diamètre intérieur du concentrique 1.66" : 1.38".

✓ Données gaz lift

-densité du gaz : 0.7

-profondeur d'injection : 2938m.

✓ Données de surface

Pression en tête (psig)	174
Température (°C)	35
GOR total (SCF/STB)	1220
Débit total (STB/day)	618

Tableau IV.5 Données de surface du puits P02.

IV.6 Application sur les puits

IV.6.1 Puits P01

1) Etat initial du puits P01

Le puits P01 était initialement complété par un tubing de diamètre 4" ^{1/2}. Puis il a été équipé d'un tubing de diamètre 2" ^{3/8}, ce qui lui a permis de continuer à produire sans aucune assistance par gaz-lift.

En effectuant une étude de sensibilité au diamètre de tubing on constate qu'effectivement le puits n'aurait pas pu produire à travers un tubing de diamètre supérieur à $2''^{3/8}$ comme le montre le graphe (Voir la figure IV-1), on a essayé les diamètres $4^{1/2}$, $3^{3/4}$ et $2^{3/8}$. Le débit correspondant au diamètre $2''^{3/8}$ était de 540 STB/Day à une pression de fond $P_{wf} = 1634,5$ psi.

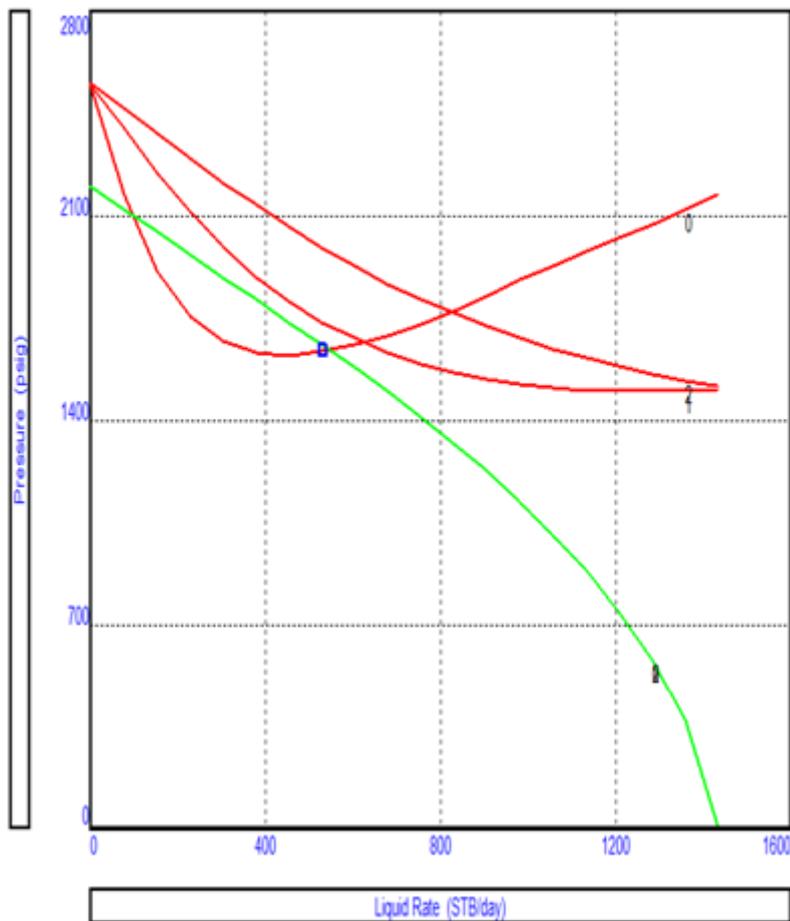


Fig IV.2 Effet du diamètre du tubing sur la production (puits P01).

2) état actuel du puits P01

Dans le but de comparer le débit de production entre l'état initial (sans gaz lift) et l'état actuel (avec gaz lift), on a construit l'IPR du puits et les VLP pour les cas de débit d'injection nul et égal à 0.7MMscf/day . On constate une amélioration de production de 408 STB/day par rapport à l'état initial comme le montre la figure IV-2 et une baisse de pression de fond dynamique due à l'allégement réalisé par le gaz.

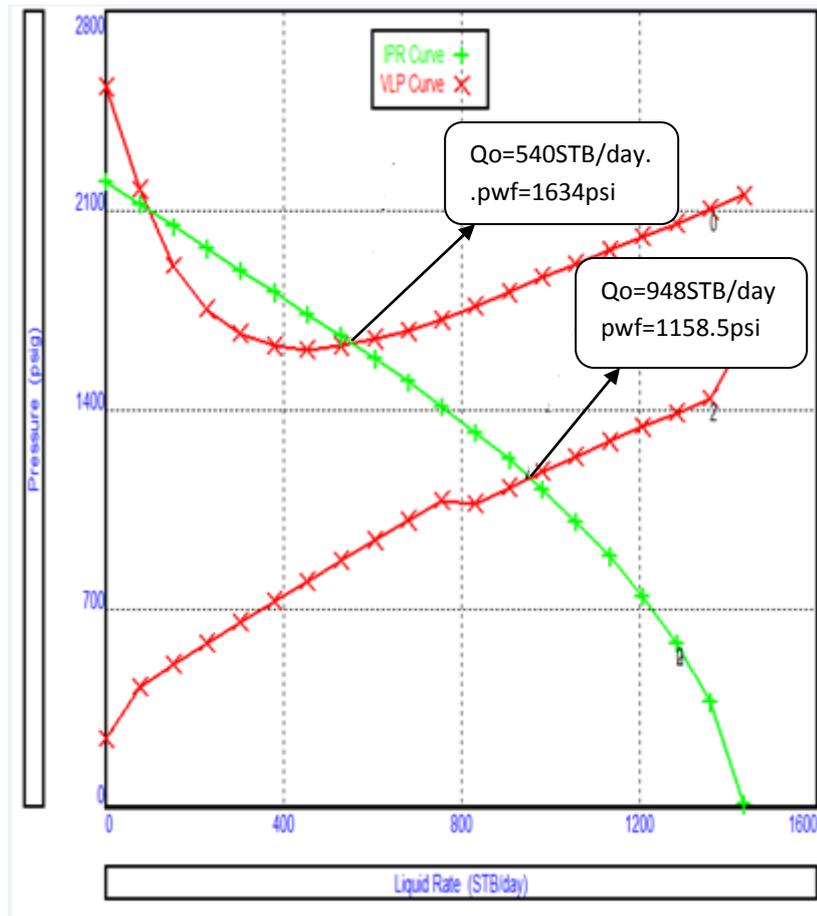


Fig IV.3 Comparaison de la production entre l'état initial et actuel.

3) Optimisation du gaz lift du puits P01

Dans cette partie, on va essayer d'optimiser le gaz lift. Pour cela, on procède comme suit :

- Essayer d'optimiser le débit d'injection du gaz pour la complétion actuelle.
- Inverser l'injection (injection par le tube $2^{3/8}$ et production par l'annulaire) et trouver le débit d'injection optimum.
- changer le diamètre du tube d'injection (essayer avec le 1.66") et trouver le débit d'injection optimum.
- Faire varier la profondeur d'injection.

a) Optimisation du débit d'injection

Dans cette étape, on donne des valeurs pour le débit d'injection et on cherche le débit huile résultant (des valeurs supérieures et inférieures au débit actuel) comme le montre le tableau suivant :

Q_{inj} (MMscf/day)	0	0.7	1.13	1.89	2.22	3.19
Q_o (STB/day)	540	948	1000	1054	1062	1002

Tableau IV.6 Résultats pour différents débit d'injection à travers l'annulaire (P01).

En traçant ces valeurs sur un graphe, on constate que le débit optimum d'injection sera de 2.22 MMscf/day avec un débit huile de 1062 STB/day, c'est-à-dire un gain de 114 STB/day et au delà de 2.22MMscf/day, le gaz commence à avoir un effet négatif sur la production comme le montre la figure IV-3.

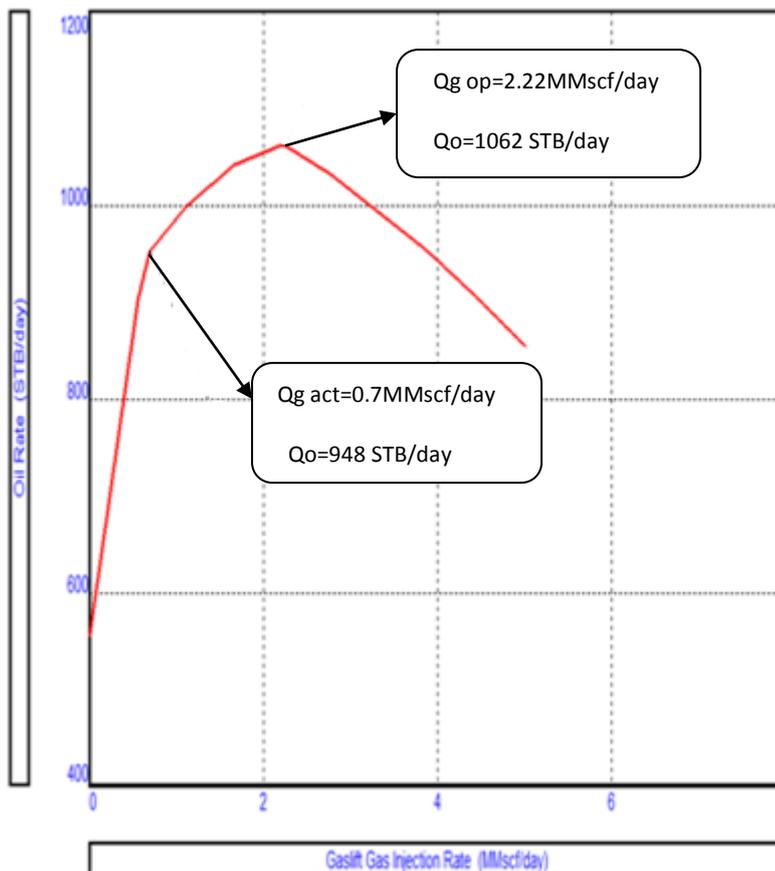


Fig IV.4 Sensibilité sur le débit d'injection (puits P01)(cas actuel).

b) Inversion de l'injection (injection par le tube 2^{3/8} et production par l'annulaire 4^{1/2}x2^{3/8})

En inversant l'injection, on remarque que le puits ne pourra pas produire sans activation comme le montre la figure IV-4.

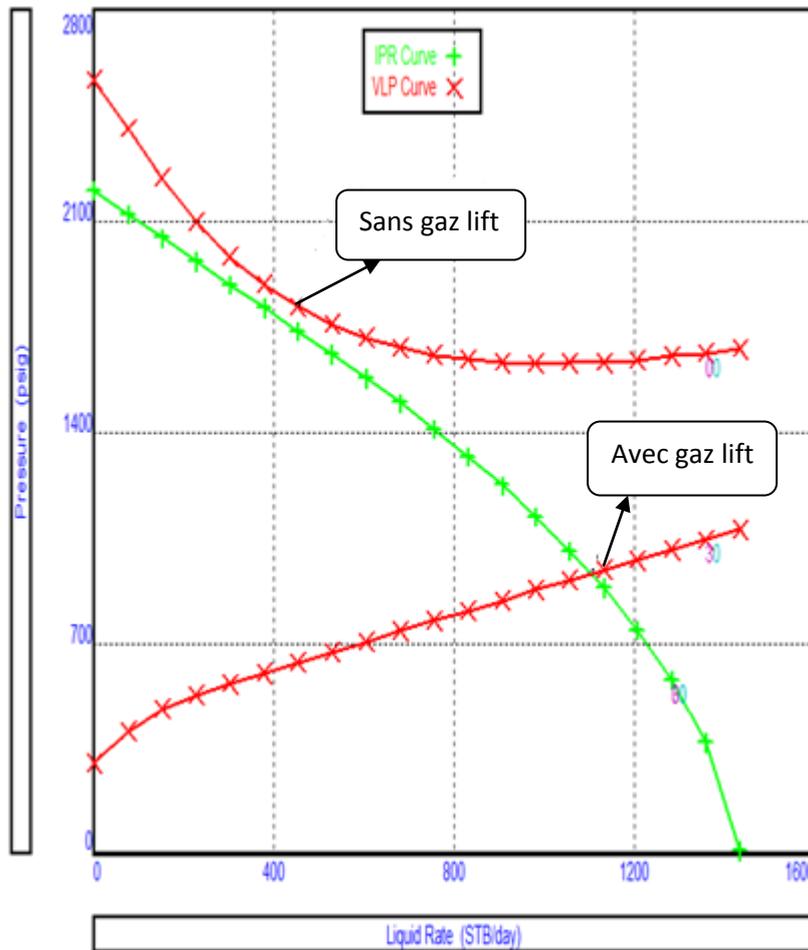


Fig IV.5 Injection du gaz par le tube 2^{3/8}(puits P01).

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection, On a trouvé les résultats présentés dans le tableau suivant :

Qinj(MMscf/day)	0.7	1.23	2.53	4	5	6
Qo(STB/day)	1063.5	1092	1129.5	1145.75	1124.5	1092.5

Tableau IV.7 Résultats pour différents débits d'injections Puits P01 (injection par le tube 2^{3/8}).

On constate que le débit optimum d'injection sera de 0.7 MMscf/day correspondant à une production de 1063 STB/day, c'est-à-dire un gain de 115 STB/day comme le montre la figure IV-5.

Le débit d'injection maximum est de 4MMscf/day avec une production de 1145 STB/day. Ça ne sera pas ingénieux de chercher à réaliser ce point de fonctionnement car on aurait dépensé 3.3 MMscf/day de plus par rapport à ce qu'on a considéré comme optimum pour ne gagner que 82 STB/day.

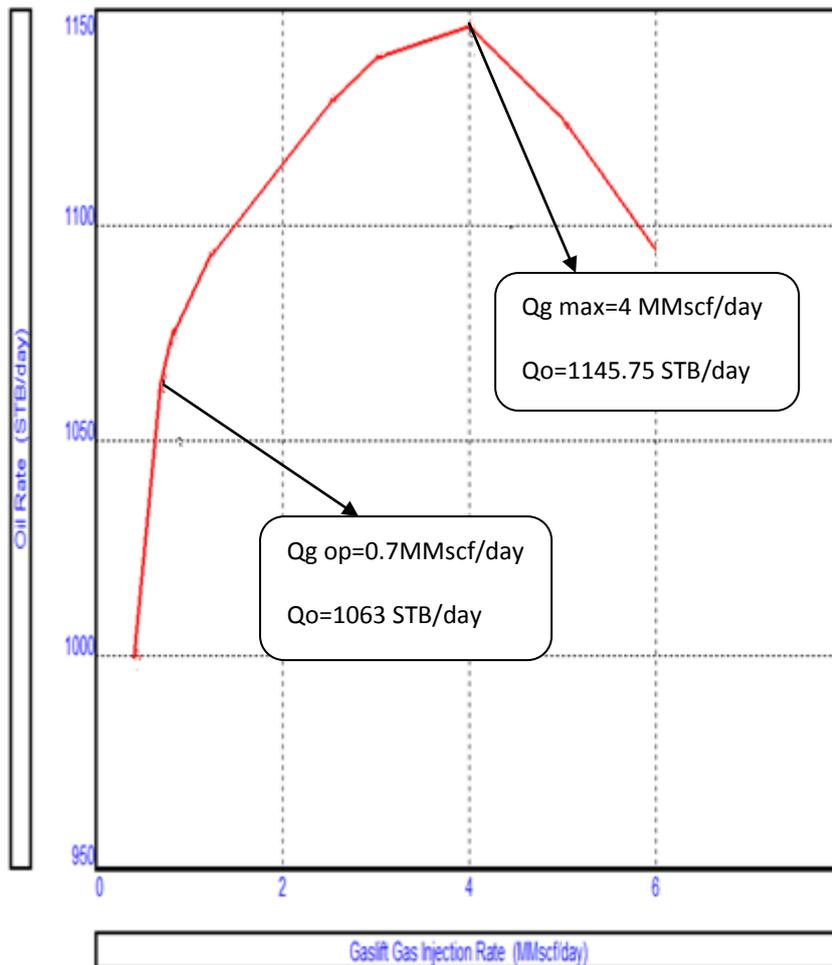


Fig IV.6 Sensibilité sur le débit d'injection puits P01 (injection par le 2^{3/8}).

c) Changement du diamètre du tube d'injection

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection (concentrique 1.66"), on a trouvé les résultats présentés dans le tableau suivant :

Qinj(MMscf/day)	0.7	1.23	2.5	4	5	6
Qo(STB/day)	1140	1191	1228	1256	1247.4	1233.6

Tableau IV.8 Résultats pour différents débits d'injection puits P01 (injection par le tube 1.66").

Pour un même débit d'injection (0.7MMscf/day), on enregistre un gain de 192 STB/day et on note que l'injection optimale est de 2.5 MMscf/day correspondant à une production de 1228 STB/day (un gain de 280 STB/day). (Voir Fig IV-6).

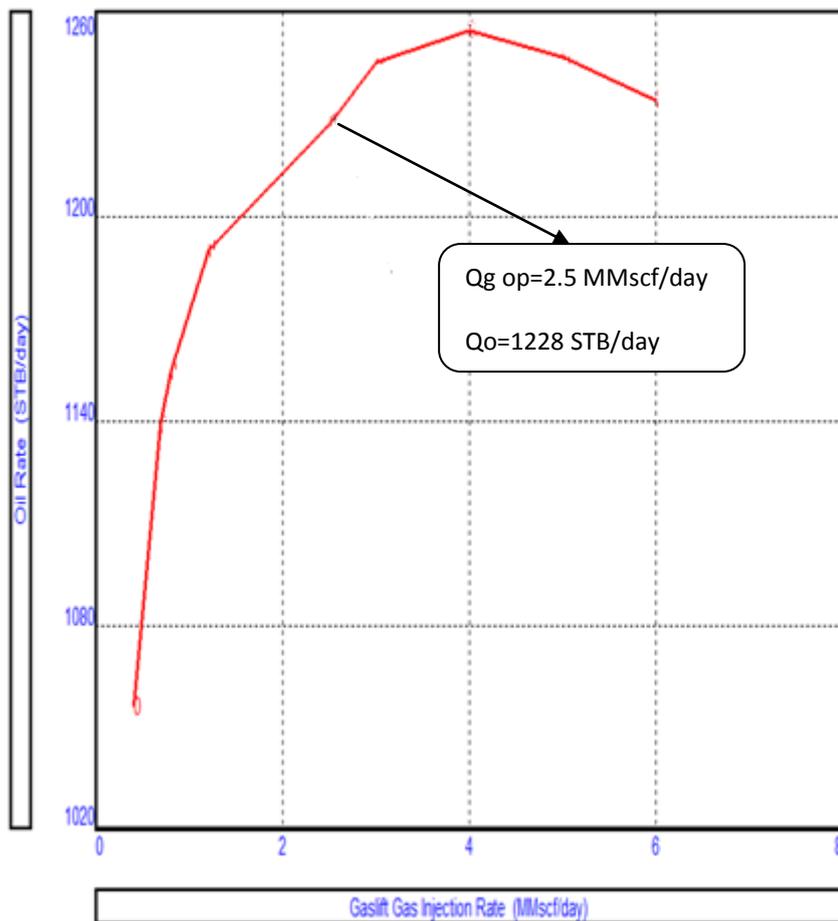


Fig IV.7 Sensibilité sur le débit d'injection Puits P01 (injection par le 1.66").

d) Sensibilité sur la profondeur d'injection

Dans cette étape, on va chercher la profondeur d'injection optimale pour le cas de l'injection à travers le concentrique 1.66" et avec le débit d'injection optimisé.

Les résultats trouvés en supposant différentes profondeurs sont présentés dans le tableau suivant :

L(m)	1500	1862	2225	2587	2950
Qo(STB/day)	980	1056	1126	1194	1228

Tableau IV.9 Débits huile pour différentes profondeurs d'injection (1.66").

A partir de ces résultats, on constate que la profondeur d'injection optimale est de 2950m (la même profondeur utilisé pour le cas de l'injection à travers le tube 2^{3/8}) qui correspond à une production de 1228 STB/day comme le montre la figure IV-7.

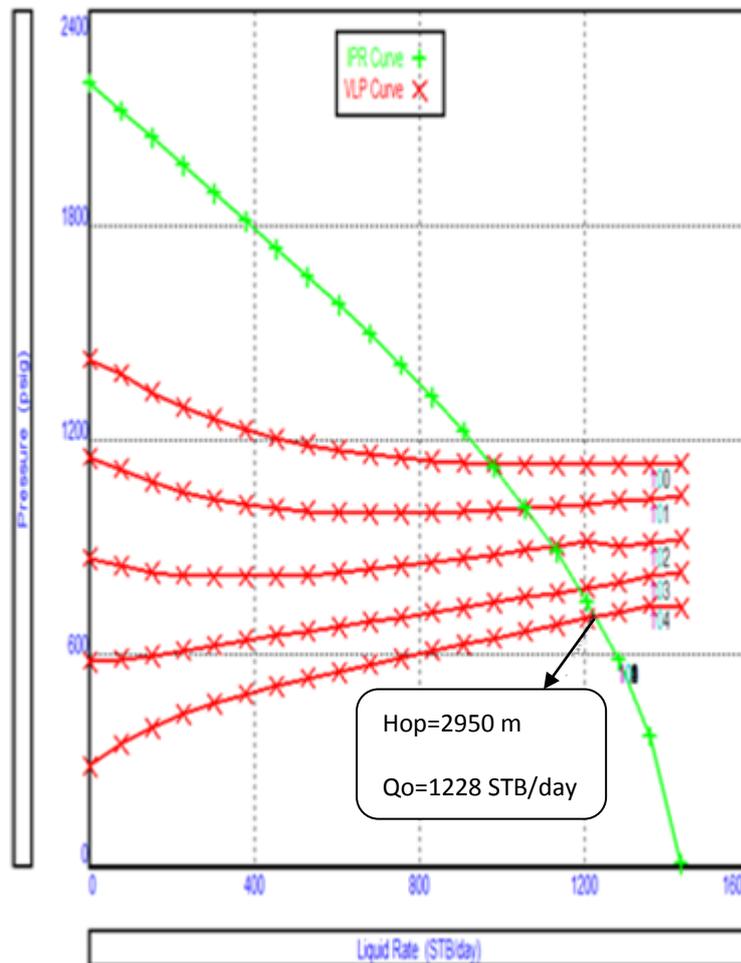


Fig IV.8 Sensibilité sur la profondeur d'injection (injection par le 1.66").

IV-6-2-Puits P02

1) Etat initial

Comme le cas du puits P01, en effectuant une étude de sensibilité sur le diamètre du tubing ($4^{1/2}$, $3^{3/4}$ et $2^{3/8}$), on constate que le puits n'aurait pas pu produire avec un diamètre supérieur à $2^{3/8}$. Le débit de production avec ce diamètre était de 295 STB/day comme le montre la figure IV-8.

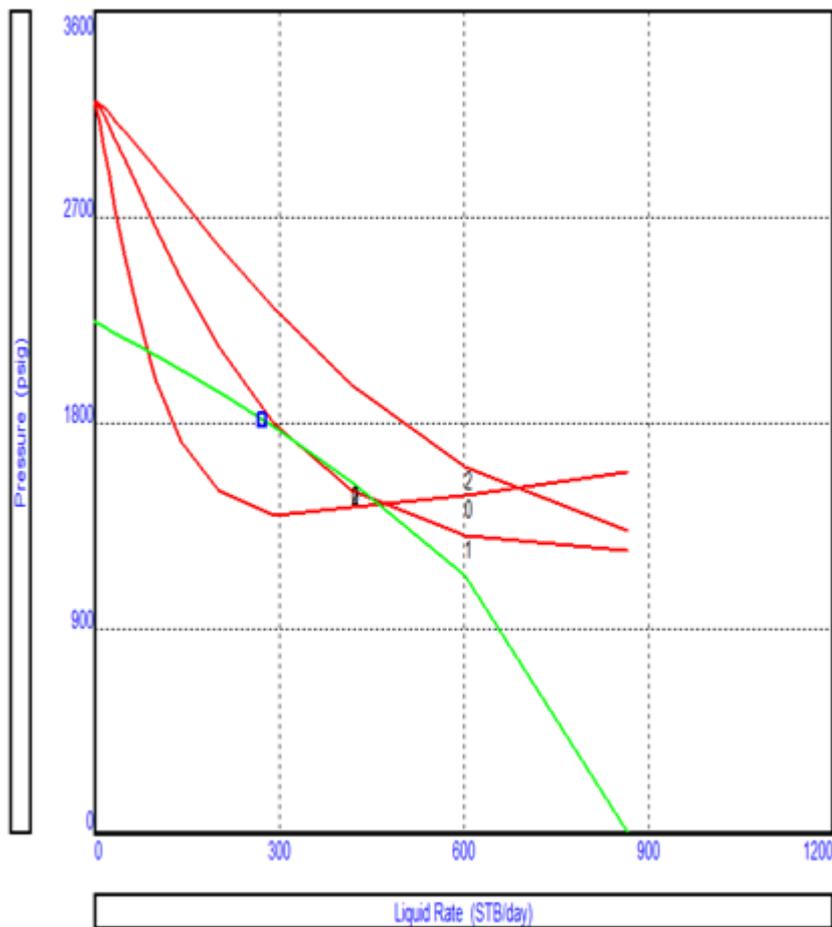


Fig IV.9 Effet du diamètre du tubing sur la production (puits P02).

2) Cas actuel

En construisant L'IPR et la VLP pour le cas actuel (injection du gaz à travers l'annulaire $4^{1/2} \times 2^{3/8}$ avec un débit d'injection de 0.8 MMscf/day), on constate une

amélioration de production de 323 STB/day (le puits fonctionnant avec un débit de 618 STB/day et une pression de fond dynamique égale à 1066.5 Psig). voir figure IV-9.

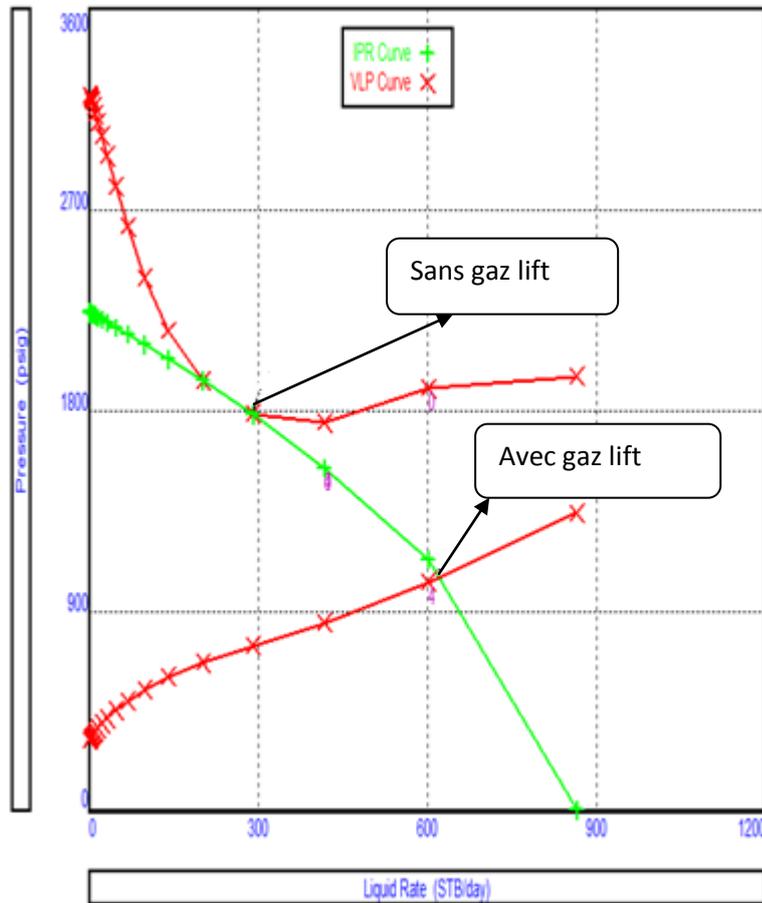


Fig IV.10 Cas actuel puits P02 (injection par l'annulaire $4^{1/2} \times 2^{3/8}$).

3) Optimisation du gaz lift du puits P02

Comme le cas du puits P01, dans cette partie on va essayer d'optimiser le gaz lift. Pour cela, on procède comme suit :

-Essayer d'optimiser le débit d'injection pour le cas actuel et effectuer une étude de sensibilité sur le skin.

-inverser l'injection (injection par le tube $2^{3/8}$) puis trouver le débit optimum d'injection et faire une étude de sensibilité sur le skin.

-Essayer d'injecter à travers le concentrique 1.66''.

a) Optimisation du débit d'injection et sensibilité sur le skin

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection, on a trouvé les résultats montrés dans le tableau suivant :

Qinj(MMscf/day)	0.5	0.8	1.2	1.5	1.8
Qo(STB/day)	598	618	635	636	631

Tableau IV.10 Résultats pour différents débits d'injection état actuel (puits p02).

En traçant ces résultats sur un graphe, on constate que le débit optimum d'injection est de 1.2 MMscf/day, ce qui va nous apporter un gain de 17STB/day comme le montre la figure IV-11.

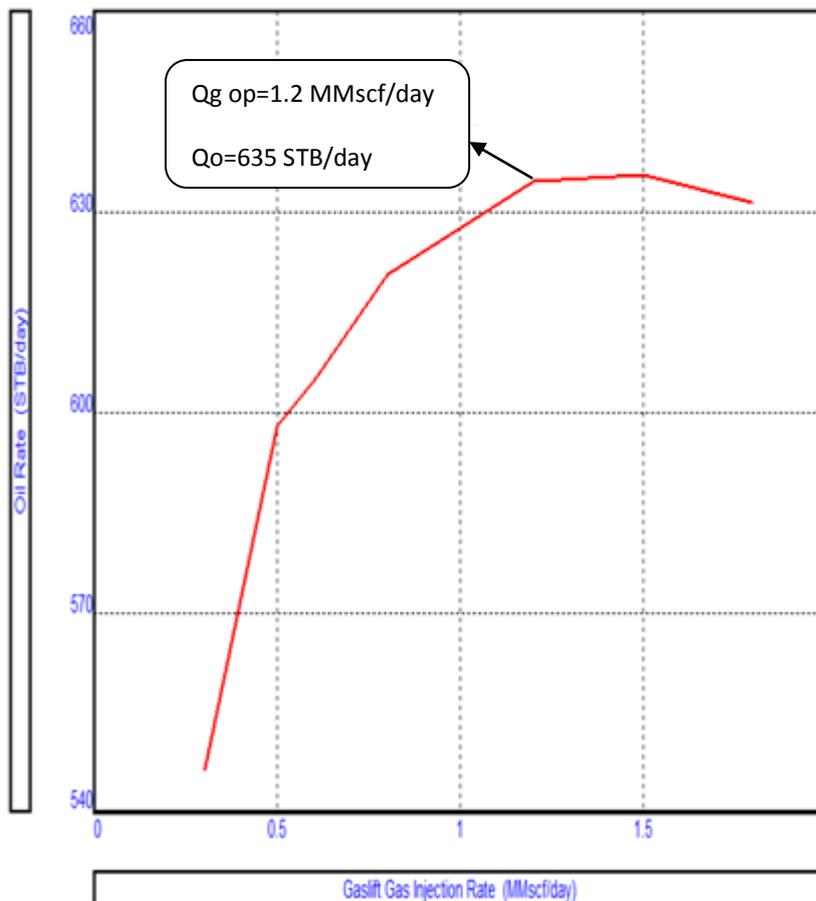


Fig IV.11 Sensibilité sur le débit d'injection puits P02 (cas actuel).

Sachant que le puits P02 est actuellement endommagé (skin égal à 6.12), on va essayer de faire une étude de sensibilité sur le skin afin de savoir le résultat que ça apporte si on tente de stimuler le puits (skin négatif) ou de le nettoyer (ramener le skin à 0). Les résultats sont montrés dans la figure IV-11.

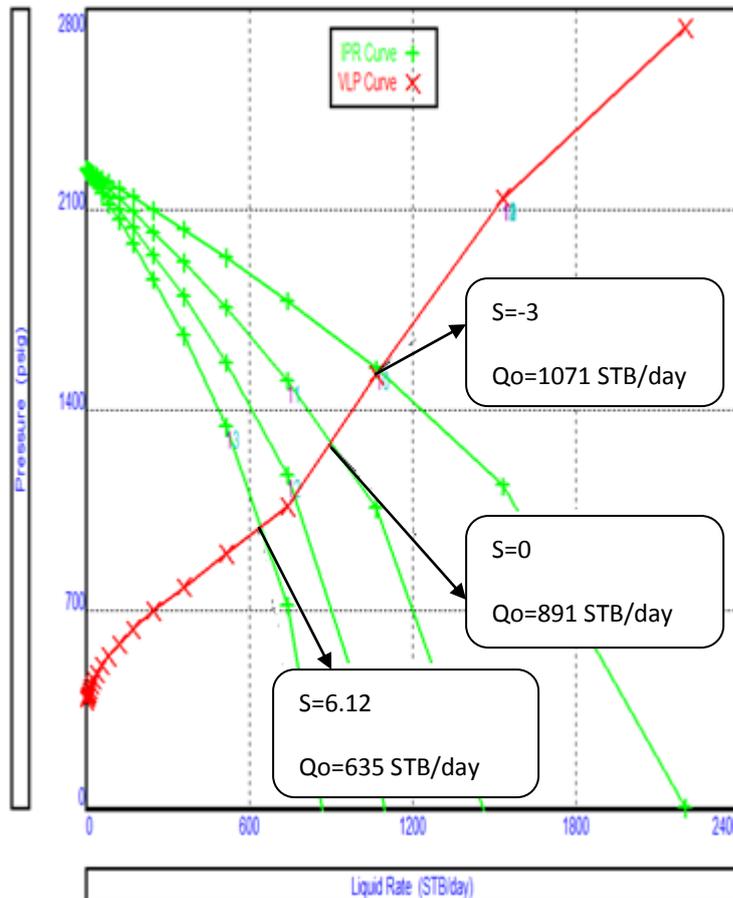


Fig IV.12 Sensibilité sur le skin Puits P02 (état actuel).

La figure IV-12 nous montre ce qui suit :

- En ramenant le skin à zéro, la production peut atteindre 891STB/day (on aura un gain de 273STB/day).
- En stimulant le puits (skin=-3), la production sera de 1071STB/day (un gain de 453 STB/day).

b) Inversion de l'injection (injection par le tube 2^{3/8})

b-1 Sensibilité sur le gaz lift

En traçant l'IPR et les VLP pour les deux cas (avec et sans gaz lift), on remarque que le puits ne pourra pas produire sans activation par gaz lift comme le montre la figure IV-13.

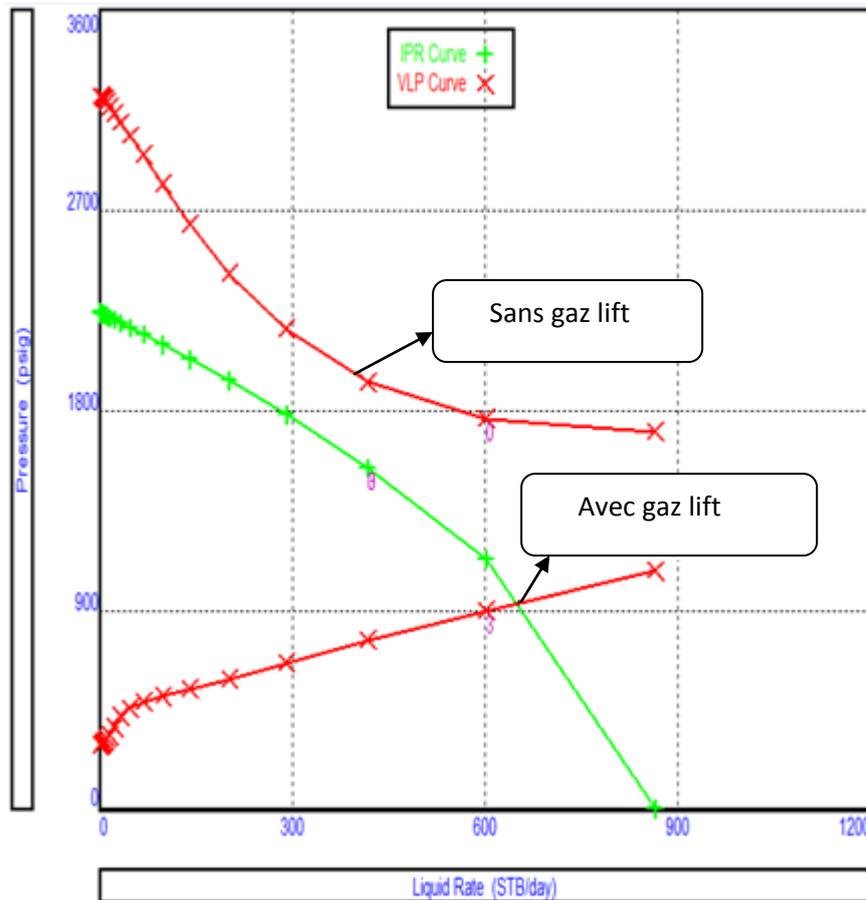


Fig IV.13 Injection par le tube 2^{3/8}(puits P02).

En supposant différentes valeurs de débit d'injection, on a obtenu les résultats montrés dans le tableau suivant :

Qinj(MMscf/day)	0.5	0.8	1.2	2	3.3	4
Qo(STB/day)	611.8	653.5	649.5	672	673	664.8

Tableau IV.11 Résultats pour différents débits d'injection puits P02 (injection par le tube 2^{3/8}).

En traçant ces résultats dans un graphe, on remarque que le débit optimum sera de 2 MMscf/day, avec un débit de production de 672 STB/day, soit un gain de 54 STB/day comme le montre la figure IV-13.

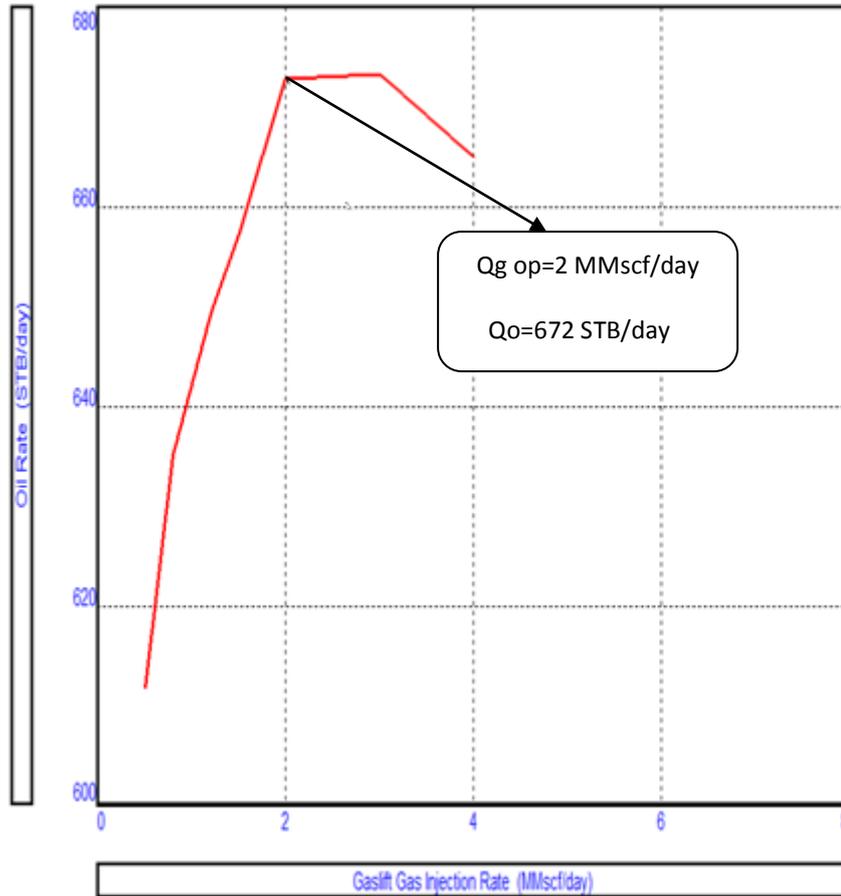


Fig IV.14 Sensibilité sur le gaz lift puits P02 (injection par le $2^{3/8}$).

b-2 Sensibilité sur le skin

En effectuant une étude de sensibilité sur le skin, on remarque que toute réduction de ce dernier engendrait une augmentation de production.

La Valeur $S=0$ qui est synonyme à l'élimination de l'endommagement permet au puits de produire à 1131STB/day, soit un gain de +513 STB/day.

Si on réduit d'avantage le skin ($s=-3$) par stimulation, le débit de production sera de l'ordre de 1584 STB/day, soit un gain de + 966 STB/day.(Voir Fig IV-14).

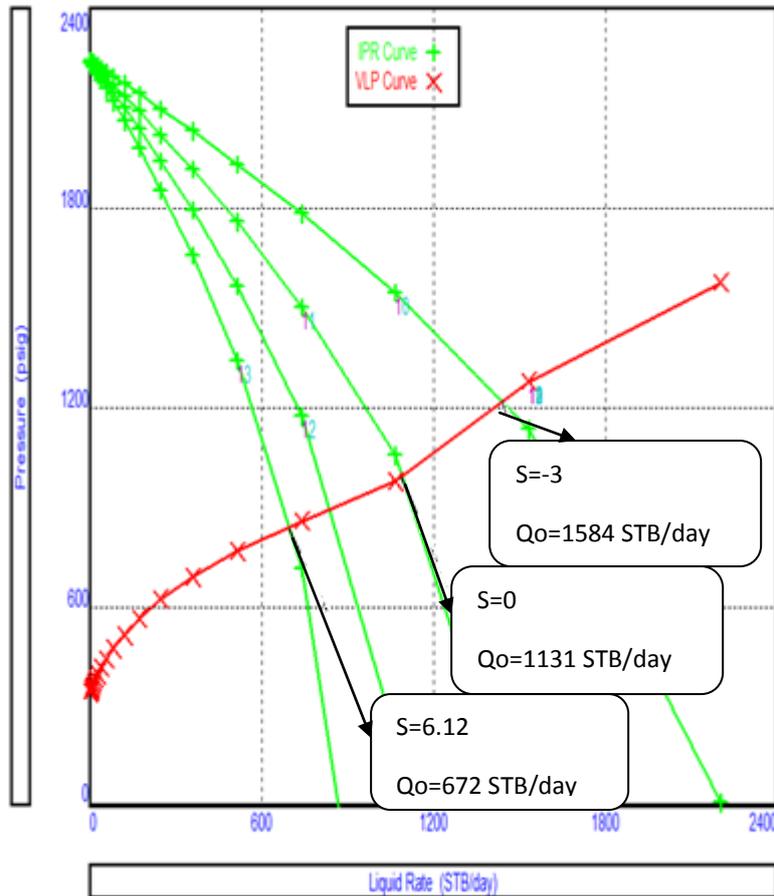


Fig IV.15 Sensibilité sur le skin puits p02 (injection par le tube 2^{3/8}).

c) Injection à travers le concentrique 1.66''

Dans ce cas, on injecte le gaz à travers le concentrique 1.66'' et la production se fait dans l'annulaire 4^{1/2} x 1.66''. En supposant différentes valeurs de skin (0, 3, 6.12 et -3), on a trouvé les résultats suivants :

Pour une valeur de skin égale à 6.12 (endommagement actuel du puits), on constate un gain de 132 STB/day.

Pour une valeur de skin égale à 0 (endommagement éliminé), on constate un gain de 570 STB/day.

Pour une valeur de skin égale à -3 (en stimulant le puits), on constate un gain de 1089 STB/day.

Ces résultats sont montrés dans la figure IV-16.

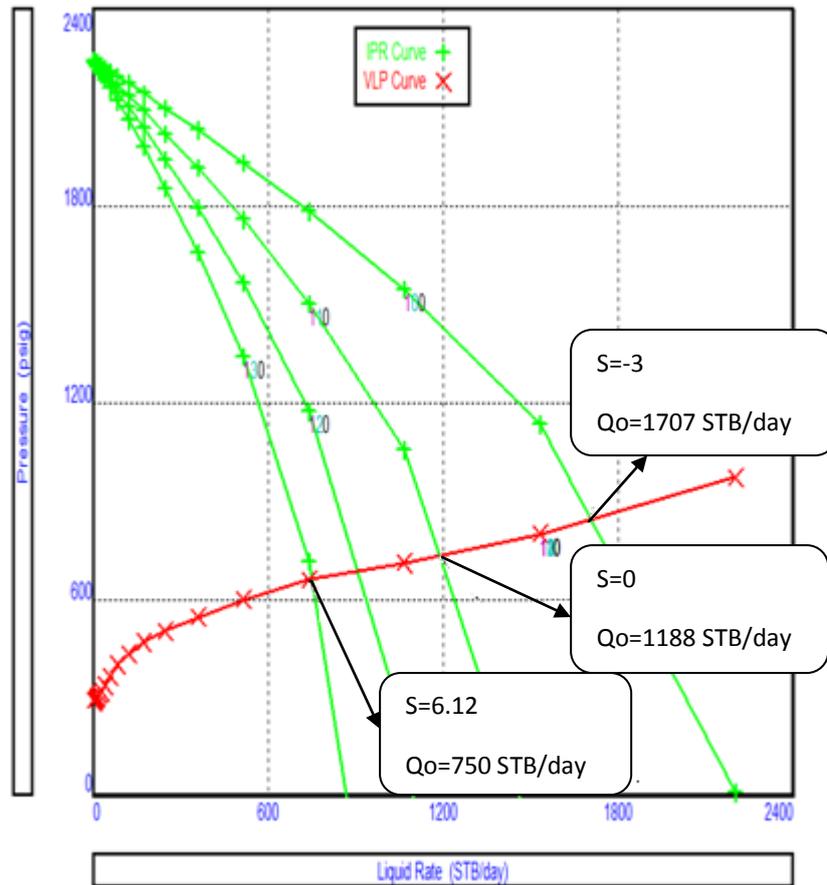


Fig IV.16 Injection à travers le concentrique 1.66'' (puits P02).

IV-7-Tableaux récapitulatifs

- Puits P01

	Injection par l'annulaire		Inversion de l'injection	
	Cas actuel Qg act= 0.7 MMscf /day	Cas optimisé Qg op= 2.22 MMscf /day	Diamètre 2'' ^{3/8} Qg op=0.7 MMscf /day	Diamètre 1.66'' Qg op=2.5 MMscf /day
Q ₀ (STB/Day)	948	1062	1063	1228
Gain (STB/Day)	0	+ 114	+ 115	+ 280

Tableau-IV-12-Tableau récapitulatif montrant les résultats d'optimisation du gaz lift du puits P01.

- Puits P02

	Injection par l'annulaire				Inversion de l'injection Qg op=2 MMscf/day					
	Cas actuel	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	s=6.12	s=6.12	s=0	s=-3	s=6.12		s= 0		s=-3	
	Qg= 0.8	Qg op= 1.2			2 ^{3/8}	1.66''	2 ^{3/8}	1.66''	2 ^{3/8}	1.66''
Qo(STB/day)	618	635	891	1071	672	750	1131	1188	1584	1707
Gain(STB/day)	0	+17	+273	+453	+54	+132	+513	+570	+966	+1089

**Tableau-IV-13-Tableau récapitulatif montrant les résultats d'optimisation du gaz lift
du puits P02.**

Conclusions

A partir de l'étude d'optimisation faites sur les puits P01 et P02, on a pu tirer les conclusions suivantes :

➤ Cas du Puits P01

- Le puits P01 ne pourra pas produire sans gaz lift avec un diamètre de tubing supérieur à 2^{3/8}.
- Avec l'état actuel du puits (injection du gaz dans l'annulaire), en variant le débit d'injection vers 2.22 MMscf/day, on aura un gain de 114 STB/day.
- L'inversion de l'injection (injection dans le 2^{3/8}) en maintenant le même débit d'injection qu'à l'état actuel (0.7 MMscf/day), nous apportera un gain de 115 STB/day.
- Le débit optimum pour le cas de l'injection inversée est de 0.7 MMscf/day.
- Le débit max d'injection pour le cas de l'injection inversée est de 4 MMscf/day, qui nous apportera un gain de 82 STB/day par rapport à ce qu'on a considéré comme optimum, ce qui est faible par rapport à la quantité de gaz qu'on aura à injecter de plus (6 fois de plus).
- Le remplacement du tube d'injection 2^{3/8} par le concentrique 1.66" en maintenant le débit d'injection égal à 0.7 MMscf/day, apportera un gain de 192 STB/day.
- Le débit d'injection optimum pour le cas d'injection à travers le 1.66" est de 2.5 MMscf/day avec un débit de 1228 STB/day, soit un gain de 280 STB/day.
- La profondeur optimale d'injection du concentrique 1.36" est de 2950 m.

➤ Cas du Puits P02

- Le puits P02 ne pourra pas produire sans gaz lift avec un diamètre du tubing supérieur à 2^{3/8}.

- L'augmentation du débit d'injection au dessus de 0.8 MMscf/day pour le cas actuel (injection par l'annulaire) n'aura pas un effet significatif sur la production.
- Avec le cas actuel, un nettoyage du puits ($s=0$), entraine une augmentation considérable de la production, soit un gain de 273 STB/day.
- Avec le cas actuel, une stimulation du puits ($s=-3$), augmentera davantage la production, soit un gain de 456 STB/day.
- En inversant l'injection (injection par le tube $2^{3/8}$) et en maintenant le débit d'injection à 0.8 MMscf/day, on aura un gain de 35 STB/day.
- Le débit d'injection optimum dans le cas de l'injection inversée est de 2 MMscf/day avec un débit de production de 672 STB/day, soit un gain de 54 STB/day.
- La réduction du skin par nettoyage du puits pour le cas de l'injection inversée ($s=0$), entrainera une augmentation importante de production, soit un gain de 513 STB/day.
- La stimulation du puits ($s=-3$) pour le cas de l'injection inversée entrainera une augmentation encore plus importante, soit un gain de 966 STB/day.
- En injectant le gaz à travers le 1.66", on aura un gain de 570 STB/day avec un skin nul.
- En injectant le gaz à travers le 1.66", on aura un gain de 1089 STB/day avec un skin égal à -3.

Recommandations

Suite à notre étude, nous recommandons ce qui suit :

➤ **Cas du Puits P01**

- Inverser l'injection en maintenant le même débit d'injection (0.7 MMscf/day), pour gagner 115 STB/day.
- Remplacer le tube d'injection 2^{3/8} par le concentrique 1.66'' en maintenant le même débit d'injection (0.7 MMscf/day), pour assurer un gain de 192 STB/day.
- Remplacer le tube d'injection 2^{3/8} par le concentrique 1.66'' en injectant le gaz à un débit d'injection optimum (2.5 MMscf/day), pour assurer un gain de 280 STB/day.

➤ **Cas du Puits P02**

- Conserver le même mode d'injection (injection annulaire) et procéder à un nettoyage du puits afin de réduire au maximum le skin.
- Inverser l'injection et procéder à un nettoyage du puits.
- Remplacer le tube d'injection 2^{3/8} par le concentrique 1.66 et procéder au nettoyage du puits.

Bibliographies

- [1] Beggs, H. D.: "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI, 1999
- [2] " techniques d'exploitation pétrolière" : René COSSE (édition 1988)
- [3] « The Technologie Of Artificiel Lift Methodes » (volume 1) : Kermit E.Brown
- [4]Le puits active par gaz lift (TOTAL).2007
- [5]Multiphase flow & gaz lift GLI-Algiers january 2016
- [6] API gaz lift manual book 6 of the vocational training series third edition, 1994
- [7] Schlumberger Gaz Lift Design and Technology, 1999.
- [8] Recuperation assisteé par gaz-lift (Serpro).
- [9]Michael Galon/Curtis H.Withson Well performance (second edition)
- [10]Production optimization using nodal analisis: H.Dale Beggs
- [11] LAMRI Hamiche/KACI MAHAMED Kaci "optimisation des parameters du gaz lift"
2014/2015.
- [12] ALKAMA mohand Akli/NEDJAR Mohamed Amine "Optimisation du gaz lift ",
2010.

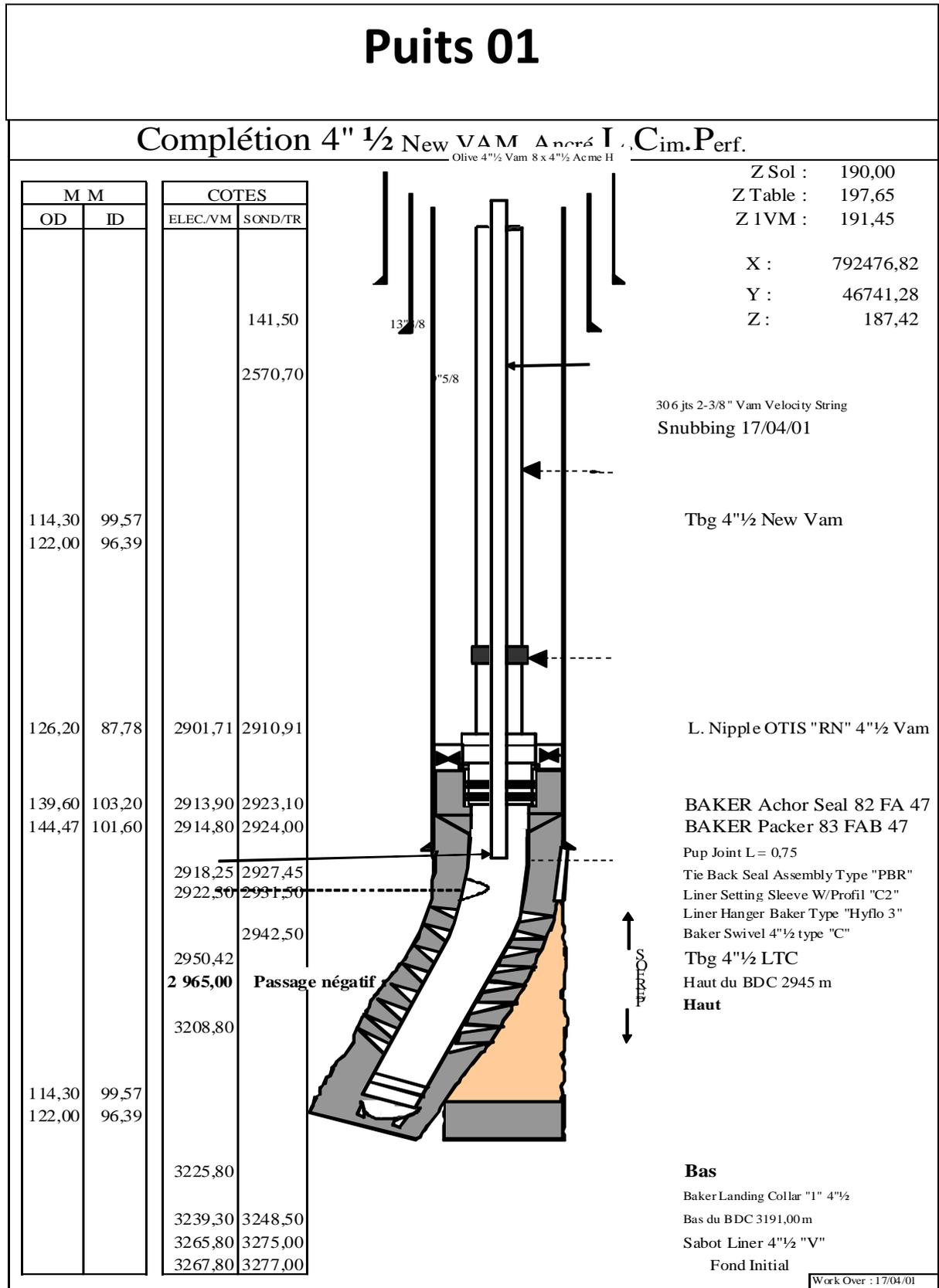


Fig-1-Fiche technique du puits 01.

Puits 02

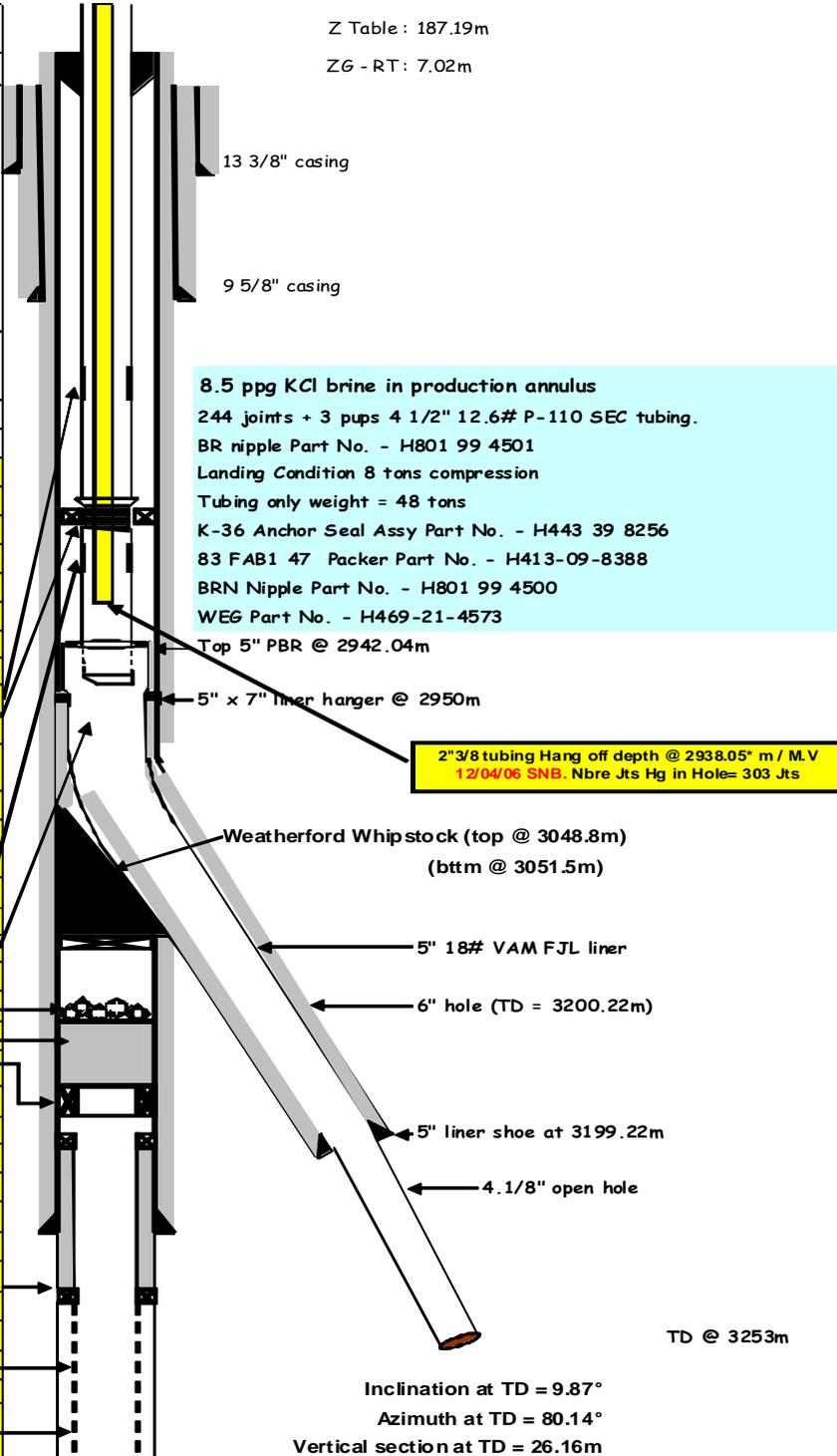
Completion 4 1/2" 12.6# P-110 SEC

Diameters		Depths	
Component	ID (in)	7,02	RT (m)
13 3/8" csg	12,415		438,00
9 5/8" csg	8,535		2528,00
7" csg	6,094		3048.80*
5" liner	4,276		3199,22
4.1/8" hole	4,125		3253**

Note: *Top of whipstock
 **Well open hole TD

Item	ID	Make	Top
Hanger	3,965	WG	6,18
4 1/2 Vam threads w/Type "H" 4" Cameron BPV			
Pup x 2	3,958"	Hess	6,46 / 7,2
Pup x 1	3,958"	Hess	9,16
Pup	3,965"	Baker	2916,83
BR nipple	3,688"	Baker	2918,79
Pup	3,965"	Baker	2919,19
Tubing joint	3,958"	Baker	2921,16
Pup	3,965"	Baker	2933,08
Anchor	3,875"	Baker	2935,04
83 FAB1 47 Pkr	4,000"	Baker	2935,26
Mill out ext.	4,400"	Baker	2936,46
x-over	3,945"	Baker	2938,05
Pup	3,965"	Hess	2938,34
BRN nipple	3,456"	Baker	2940,30
Perf Pup	3,960"	Hess	2940,74
WEG	3,970	Hess	2942,79
WEG Bttm			2943,00
Junk from drilled out bridge plug (3064.7 to 3065m)			
Abandonment cement plug (3122 to 3065m)			
Packer (O TIS 212 WC) damaged by fishing / milling (ENF 5 top packer depth = 3122m***)			
Top 4.1/2" liner = 3124m***			
(***)ENF 5 depths are 3m deeper than pre-W/O depths)			
7" shoe = 3181.5m			
Stage cemented 4.1/2" liner from 3205m			
Pre-drilled 4.1/2" liner			
Pre-drilled liner was perforated: 3210-3216m, 3220-3231m, 3234-3240m, 3250-3255m			

Z Ground : 180.17m
 Z Table : 187.19m
 ZG - RT : 7.02m



8.5 ppg KCl brine in production annulus
 244 joints + 3 pups 4 1/2" 12.6# P-110 SEC tubing.
 BR nipple Part No. - H801 99 4501
 Landing Condition 8 tons compression
 Tubing only weight = 48 tons
 K-36 Anchor Seal Assy Part No. - H443 39 8256
 83 FAB1 47 Packer Part No. - H413-09-8388
 BRN Nipple Part No. - H801 99 4500
 WEG Part No. - H469-21-4573

2"3/8 tubing Hang off depth @ 2938.05* m / M.V
 12/04/06 SNB. Nbre Jts Hg in Hole= 303 Jts

Inclination at TD = 9.87°
 Azimuth at TD = 80.14°
 Vertical section at TD = 26.16m

Fig-2-Fiche technique du puits 02.



Liste des tableaux

Tableau IV.1 Données PVT des deux puits.....	54
Tableau IV.2 Données réservoir du puits P01.....	55
Tableau IV.3 Données de surface du puits P01.....	56
Tableau IV.4 Données réservoir du puits P02.....	56
Tableau IV.5 Données de surface du puits P02.....	57
Tableau.IV.6 Résultats pour différents débit d'injection à travers l'annulaire (P01)...	60
Tableau.IV.7 Résultats pour différents débits d'injections Puits P01 (injection par le tube 2 ^{3/8}).....	61
Tableau IV.8 Résultats pour différents débits d'injection puits P01 (injection par le tube 1.66'').....	63
Tableau IV.9 Débits huile pour différentes profondeurs d'injection (1.66'').....	64
Tableau IV.10 Résultats pour différents débits d'injection état actuel (puits p02).....	67
Tableau IV.11 Résultats pour différents débits d'injection puits P02 (injection par le tube 2 ^{3/8}).....	69
Tableau IV.12 Tableau récapitulatif montrant les résultats d'optimisation du gaz lift du puits P01.....	72
Tableau IV.13 Tableau récapitulatif montrant les résultats d'optimisation du gaz lift du puits P02.....	73

Chapitre I : Aperçu sur la géologie de Hassi Messaoud

Chapitre II : Le gaz lift

Chapitre III : Analyse nodale

Chapitre IV : Optimisation des paramètres du gaz lift