

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

KADDOURI Ali, CHEMSSA el-Hadi, MAATOUGUI Mabrouk

-THÈME-

Optimisation de la production des puits du gaz a condensat sur le
champ MLE bloc (405b)

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président : M. OUZZAZI M. A.A Univ. Ouargla

Rapporteur : S. HADJADJ M. C.B Univ. Ouargla

Examineurs : F. BELMILOUD M. A.A Univ. Ouargla

Remerciement

Je souhaiterais remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :

Mr HADJADJ Sadok, qui n'a ménagé aucun effort pour m'orienter et me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire.

Je tiens à remercier Mr. OUZZAZI Mohamed, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette mémoire.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mme.

BELMILOUD Fatima, qui a accepté d'examiner mon travail.

Le présent travail a été effectué au service de puits au sien de la société SONATRACH à Hassi. M

Mon plus grand respect va à toute la famille de service de puits pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.

Je tiens remercie également le chef département Mr. MEZIANE Mohamed

Ma profonde gratitude va à Mr KADDRI GHANIA, pour m'orienter et me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédié ce modest travaille

*A ma mère ma raison d'être ma raison de vivre la lanterne
qui éclaire mon chemin et m'illumine de douceur et d'amour.*

*A mon père en signe d'amour de reconnaissance et de
gratitude pour tous le soutiens et les sacrifices dont il a fait
preuve à mon égard.*

*A mes chèresfères et sœurs a toute ma grande famille
kaddouri*

*A mes chers amis (G.ahmedridha – A.hocine – G.dhief –
B.bilal – D.abdalsamed – kayes et tous l'étudiants
universitaires).*

Aucun mot pourra décrire vos dévouements et vos sacrifices.

*En témoignage de lamitiésincère qui nous a liées et des bons
moments passés ensemble .je vous dédie ce travail en vous
souhaitant un avenir radieux et plein de bonne promesses.*

*A tous les gens qui ont cru en moi et qui me donnent l'envie
d'aller en avant*

*Je vous remercie tous votre soutien et vos encouragements
me donnent la force de continuer .*

KADDOURI ALI

Dédicace

Je dédie ce modest travaille

*A ma mère ma raison d'être ma raison de vivre la lanterne
qui éclaire mon chemin et m'illumine de douceur et d'amour.*

*A mon père en signe d'amour de reconnaissance et de
gratitude pour tous le soutiens et les sacrifices dont il a fait
preuve à mon égard.*

*A mes chèresfères et sœurs a toute ma grande famille
chemssa*

*A mes chers amis (N.boubake – M.abdjabar – doctorkhaled –
lobzayahia – messaoud – larouaci et tous l'étudiants
universitaires).*

*Aucun mot pourra décrire vos dévouements et vos sacrifices.
En témoignage de lamitiésincère qui nous a liées et des bons
moments passés ensemble .je vous dédie ce travail en vous
souhaitant un avenir radieux et plein de bonne promesses.*

*A tous les gens qui ont cru en moi et qui me donnent l'envie
d'aller en avant*

*Je vous remercie tous votre soutien et vos encouragements
me donnent la force de continuer .*

CHEMSSA EL-HADI

Dédicace

mon chemin et m'illumine de douceur et d'Amour.

*A mon père en signe d'Amour de reconnaissance et de gratitude pour
tous les soutiens et les sacrifices dont il a fait preuve à mon égard.*

A mes chères frères et sœurs à toute la grande famille MAATOUGUI

*A mes chers amis (Mouldi - Bachir - Aïssa - Mesbah - Abdel Kamel -
Yassine - Ahmed - Mohamed Laid - Sadak - Yousef -*

et tous les étudiants universitaires.

Aucun mot pourrai décrire vos dévouements et vos sacrifices.

*En témoignage de l'amitié sincère qui nous a liés et des bons
moments passés ensemble. Je vous dédie ce travail en vous souhaitant
un avenir radieux et plein de bonnes promesses.*

À tous les gens qui ont cru en moi et qui me donnent l'envie d'aller en

AVANT

*Je vous remercie pour votre soutien et vos encouragements qui me
donnent la force de continuer.*

MAATOUGUI MABROUK

ملخص:

خلال عمليات تحسين إنتاجية البئر واجهنا عدة ظواهر مثل التكتيف الرجعي في الأنبوب وظاهرة تراكم السوائل في قاع البئر. تهدف جميع التقنيات لزيادة استخلاص الخام والغاز إلى تحقيق نفس الهدف من خلال تقليل الأعمدة الهيدروستاتيكية والإنتاج في الوضع المستمر. يتكون هذا العمل من تحسين آبار إنتاج الغاز لزيادة الإنتاج وتقليل مشكلة تكتيف الغاز في خطوط الأنابيب بتقنيات مختلفة مثل تركيب مضخات متعددة ، وهي الوسيلة الوحيدة المتاحة لصيانة 8-MLE في الإنتاج والمعاملة المستمرة (غسل الملح) ، فإن سلسلة السرعة ذات القطر الخارجي " 2 OD تقضي على مشكلة تحميل السائل في عمود الإنتاج في بئر. MZLN-07

الكلمات المفتاحية: الغاز المكثف، تطوير، المضخات، تراكم السوائل، غسل الملح، تكتيف رجعي، التحليل العقدي

Résumé :

Lors des opérations d'amélioration de la productivité du puits, nous avons rencontré plusieurs phénomènes tels que la condensation réactionnaire dans le tube et le phénomène d'accumulation de fluide au fond du puits. Toutes les technologies pour augmenter la récupération du minerai et du gaz visent à atteindre le même objectif en réduisant les colonnes hydrostatiques et la production en mode continu. Ce travail consiste à améliorer les puits de production de gaz pour augmenter la production et réduire le problème de la condensation du gaz dans les canalisations avec diverses techniques telles que l'installation de pompes MPP, qui sont les seuls moyens disponibles pour maintenir le MLE 8- En production et manutention en continu (lavage au sel), la chaîne de vitesse de diamètre extérieur OD = 2 "éliminerait le problème de chargement de liquide dans la colonne de production dans le puits MZLN-07.

Mots-clés: Gaz a condensat, optimisation, MPP, chargement en liquide, vitesse, Condensation rétrograde, analyse nodal

Summary :

During operations to improve the productivity of the well, we encountered several phenomena such as reactionary condensation in the tube and the phenomenon of fluid accumulation at the bottom of the well. All the technologies to increase the recovery of ore and gas aim to achieve the same goal by reducing hydrostatic columns and production in continuous mode. This work consists of improving gas production wells to increase production and reduce the problem of gas condensation in pipelines with various techniques such as installing MPP pumps, which are the only means available to maintain MLE 8 - In continuous production and handling (salt washing), the speed chain with an external diameter OD = 2 "would eliminate the problem of loading liquid into the production column in the MZLN-07 well.

Key words : Condensate gas, optimization, MPP, liquid loading, string velocity, retrograde condensation, nodal analysis.

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	XI
Liste des algorithmes	XII
Symboles –Notation- Abréviations	XIII
Introduction générale	01
Chapitre I : Présentation générale	
1. Introduction	03
2.Présentation la Région	03
2.1.Présentation de SONATRACH	03
2.2. Présentation de FCP	04
2.3. Présentation d’ENI	04
3. Les constituants des fluides de réservoir	06
3.1. Les paraffines	06
3.2. Les naphtènes	06
3.3. Les aromatiques	07
4. Comportement des phases des hydrocarbures	07
4.1. Mono-composant	08
4.2. Multi-composants (mélange)	10
5.Classification des fluides de réservoir	11
5.1.Classification à partir des données de production	11
5.2.Classification à l’aide du diagramme p, T	13
Chapitre II : Analyse nodale	
1. Introduction	20
2.Importance de l’analyse Nodale	20
3. Procédure d’application de l’analyse nodale	21
4.Les différentes positions du nœud	23

5. Objectifs de l'analyse nodale	25
6. Inflow performance relationship (IPR)	25
6.1. LOI DE DARCY	26
6.2. Méthode de Vogel	26
6.3. Les principales corrélations utilisées pour l'IPR	27
7. Pertes de charge dans le tubing (Outflow)	28

Chapitre III: Partie pratique

1. Introduction	30
2. Critère d'optimisation sur le système de production	30
3. La problématique	30
3.1. Les indicateurs de l'accumulation de liquide	31
3.2. Le scénario classique de l'accumulation de liquide	32
4. Les puits candidats	32
5. Le puits MLE-08	33
5.1. Complétion	33
5.2. Historique de la production du puits MLE-08	34
5.3. Les essais du puits	35
5.4. Etude de performance	37
5.5. Optimisation de la production en utilisant une pompe multiphasique (MPP)	38
6. Le puits LES-02	40
6.1. Installation d'une pompe multiphasique (MPP)	40
6.2. La performance de puits LES-02	40
6.3. Estimation de débit à différente valeur de skin	41
6.4. Optimisation de la production en utilisant le lavage de sel (saltwashing)	41
7. Le puits MZLN-07	42
7.1. Optimisation de la production en utilisant la velocity string	42
Conclusion générale	45
Recommandation	48
Références bibliographiques	50

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1: Diagramme de pression-température pour un corps pur	8
Figure I.2 : diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de Clapeyron).	9
Figure I.3 : Diagramme de pression-température pour deux corps lemélange	10
Figure I.4 : Diagramme de pression-volume pour deux corps et lemélange	11
Figure I. 5 : Les différents types des fluides du réservoir.	13
Figure I. 6 : Courbe de contraction de liquide	14
Figure I. 7 : Diagramme de phase pour le <i>Black Oil</i>	14
Figure I. 8 : Diagramme de phase pour les huiles volatiles	15
Figure I. 9 : courbe de contraction du volume de liquide	15
Figure I. 10 : Diagramme de phase pour le gaz à condensat	16
Figure I. 11 : Diagramme de phase pour le gaz humide	17
Figure I. 12 : Diagramme de phase pour le gaz sec	17
Figure II.1 : Pertes de charge possible dans un système de production	21
Figure II.2 : Courbed'outflowetinflow	22
Figure II.3 : Lesdifférentespositionsdu nœud	23
Figure II.4 : L'effetdudiamètreduflowline	24
Figure II.5 : L'effet du déclin de la pression du réservoir	25
Figure III. 1 : les effets de chargement de liquide sur le déclin de Production	31
Figure III. 2 : La fiche technique MLE-08	33
Figure III. 3 : historique de production du puits MLE-8	35
Figure III. 4 : Courbe IPR pour MLE-08	38
Figure III. 5 : Courbe IPR vs VLP pour MLE-08	39
Figure III. 6 : Courbe IPR vs VLP LES-02	40
FigureIII. 7 : courbe de performance de puits LES-02 pour différentes valeurs de skin	41
FigureIII. 8 : courbe de performance de puits LES-02 avant et après saltwashing	42
FigureIII. 9 : courbe de performance du puits pour différentes valeurs de WHP(OD=1.5 ")	43
FigureIII. 10 : courbe de performance de puits pour différentes valeurs de WHP (OD=2 ")	44

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau I. 1 :Classification à partir des données de production	12
Tableau III. 1 : les résultats well test MLE-08	36
Tableau III. 2 : Les résultats de DGS pour le puis MLE-08	36
Tableau III. 3 : L'intervalle de gradient standare pour les déférents effluents	36
Tableau III. 4 : les résultats des tests de production après l'installation MPP	40
Tableau III. 5 : les résultats well test LES-02 après le saltwashing	41
Tableau III. 6 : les résultats de la sensibilité sur la WHP pour le diamètre 1.5 pouce	43
Tableau III. 7 : les résultats de la sensibilité sur la WHP pour le diamètre 2 pouce	44

Liste des abréviations

FBHP: Bottom hole flowing pressure (kg/cm^2). **B_o**: facteur volumétrique du fond, m^3/m^3

FWHP: Pressure wellhead (kg/cm^2). **d**: Densité de fluide.

P_{sep} : pression de séparateur **OD** ; diamètre extérieur

IPR: Inflow Production Relationship. **DGS**: dynamic gradient survey

VLP: vertical lift performance **MPP**: pompe multiphasiques

GOR: Gas Oil Ratio

CGR: condensate gas Ratio

P_b: La pression de bulle (kg/cm^2).

A (corrélation Jones): la pente de la courbe $\Delta P/Q = f(Q)$.

B (corrélation Jones): intersection quand le débit (Q) égale à zéro.

IP : Indice de Productivité

Z: Facteur de compressibilité.

P_r: Pression de réservoir (kg/cm^2).

AOF: "Absolute Open Flow" le débit maximal quand la pression de fond est nulle (m^3/h).

Q_{condensa} : Débit critique (MMscf/d)

P: Pression de surface (psia)

d_t: Diamètre intérieure de tubing, pouce;

T: Température de surface ($^{\circ}\text{K}$)

K : Perméabilité de milieu poreux (md).

Dp/dx : Gradient de pression dans le sens d'écoulement (psi/ft)

GVF : Gas volume factor

R_s : Saturation de gaz de surface m^3/m

Liste des annexes

Annexe A : Pressions des réservoirs	50
---	----

Introduction générale

Introduction générale

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par dépression naturelle. Quand cette énergie devient insuffisante et les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites face des problèmes qui influent directement sur leurs rendements.

Après les grands progrès technologiques, plusieurs méthodes ont été introduites dans l'industrie pétrolière dans le but d'augmenter la récupération totale du brut et du gaz. Parmi ces méthodes on compte la récupération artificielle (gazlift, injection de la mousse, installation des pompes, le choix de la complétion...), la simulation et l'optimisation. L'optimisation nous aide à :

- Améliorer la productivité du puits.
- Réduire les pertes de charge
- Minimiser le phénomène de condensation dans le tubing.

Au cours de la vie d'un puits de gaz typique, le débit de gaz diminuera éventuellement lorsque les liquides associés produits augmenteront. À un certain moment, ce phénomène provoque l'accumulation de liquides au fond de puits, car le gaz qui s'écoule ne pourra pas soulever tout le liquide. Par conséquent, ce phénomène conduira à un comportement d'écoulement erratique et inévitablement à une perte de production.

Le contenu de ce travail se présente en quatre chapitres, dans le premier chapitre, on a fait une présentation générale sur le site géographiquement et géologiquement

Dans deuxième chapitre, on va montrer l'intérêt de l'analyse nodale pour analyser et modéliser le système de production et prévoir les scénarios possibles pour améliorer et optimiser la production.

Troisième chapitre Classification et comportement des fluides pétroliers dont le but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide dans le réservoir

Pour le dernier chapitre on a exposé la problématique des puits de gaz à condensat qui est l'accumulation des liquides dans la colonne de production et on a procédé à trois types d'optimisation tels que l'installation d'une pompe (MPP), le traitement matériel (Salt washing) et la réduction de la section du tubing (Vitesse string).

Chapitre I

Présentation

Générale

I.1 Introduction :

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins les plus perspectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ses réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères siluriennes et franciennes. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH.

I.2. Présentation la Région :

Le champ Menzel Ledjmet East (MLE) dans le riche bassin de Berkine a une capacité de production quotidienne de 9 millions de mètres cubes (318 millions de pieds cubes) de gaz, 15000 barils de pétrole et de condensat et 12000 barils de GPL (gaz de pétrole liquéfié). Le champ est situé à 1 000 kilomètres (625 miles) au sud-est d'Alger.

I. 2.1. Présentation de SONATRACH

a. Définition :

Est un groupe pétrolier qui assume les missions stratégiques axée sur l'exploitation, la production, le transport, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures sur le marché international.

I. 2.2. Présentation de FCP :

First Calgary Petroleum Ltd est une société de Calgary, en Alberta, pétrolière et gazière basée engagée dans l'exploration et le développement et la production de pétrole et de gaz naturel en Afrique du Nord et au Moyen-Orient.

Il n'a pas d'ivoir domestiques. En Septembre 2005, la société a annoncé qu'elle avait un plan en place pour se déplacer vers les puits de production en Algérie, de conduire le prix de l'action vers le haut.

Les actions ordinaires de First Calgary Petroleum Ltd sur le marché Alternative Investments Market (AIM) de la Bourse de Londres au Royaume-Uni sous le symbole FPL et sur la Bourse de Toronto Canada sous le symbole FCP.

Les équipes techniques et de gestion de FCP comprennent des détecteurs de pétrole et de gaz prouvées, avec une vaste expérience internationale.

L'objectif de gestion est d'acquérir et de développer des projets à fort impact qui ont le potentiel d'être de classe mondiale dans la taille.

L'activité de forage stratégique sur des blocs bien positionnés en Algérie fournit la base pour la croissance à court terme.

I. 2.3. Présentation d'ENI :

Eni (acronyme d'*Ente nazionale idrocarburi*) est un groupe italien dont l'activité porte historiquement sur l'exploration, la production et la distribution du pétrole et du gaz naturel. Créé en 1953, il est aujourd'hui le 9^e groupe pétrolier mondial sur la base de son chiffre d'affaires (derrière Shell, Sinopec, China National Petroleum, Exxon Mobil, BP, Total, Chevron et Phillips 66) et la 1^{re} entreprise d'Italie au regard de sa capitalisation boursière.

Cette société diversifie aujourd'hui ses activités en se positionnant notamment sur le marché de détail (fourniture des clients particuliers ou des entreprises) du gaz naturel, notamment en France. Elle est également présente dans le secteur de la pétrochimie et de la production d'électricité.

Activités du groupe

- Exploration et production

Sont notamment situés en Italie, en mer du Nord, en Afrique du Nord et de l'Ouest, aux États-Unis, en Amérique latine, en Australie et dans certaines autres zones à fort potentiel (Mozambique, mer Caspienne, Moyen et Extrême Orient, etc.).

L'essentiel de sa production de pétrole provient actuellement de deux zones : l'Afrique du Nord (248 000 barils par jour en moyenne en 2013) et l'Afrique subsaharienne (242 000 barils par jour en moyenne en 2013).

Eni détient 43% de l'entreprise Saipem, l'une des principales sociétés de services pétroliers dans le monde qui intervient entre autres avant la mise en production des gisements (R&D, études procédés, etc.)

- Transport et stockage

Le groupe gère ce transport par navire pétrolier et par pipelines terrestres (Eni détient un réseau de près de 1 462 km de pipelines). Il y détient des parts dans cinq sociétés (Petrolog, Sigemi, Petroven, Petro et DCT).

Dans le domaine gazier, Eni opère ou possède des parts dans plusieurs pipelines majeurs : le TTPC entre l'Algérie et la Tunisie, le TMPC entre l'Algérie et la Sicile, le Green Stream entre la Libye et la Sicile.

- Raffinage et commercialisation des produits pétroliers font aussi partie des activités d'Eni en Europe.

Avec la marque Eni/Agip, Eni est le leader du marché italien de la distribution de carburant. Le groupe possède au total près de 6 400 stations-service en Europe à fin 2013 (dont 4 762 en Italie).

Outre les carburants, Eni commercialise également une gamme complète de lubrifiants pour les automobiles, les poids-lourds et les deux-roues.

Les ventes de gaz d'Eni s'élèvent à près de 93,2 milliards de m³ en 2013, soit plus de deux fois la consommation française.

- Electricité

Eni possède également des activités de production et de commercialisation d'électricité. En 2013, les ventes globales d'électricité d'Eni s'élèvent à 35 TWh. Sa production propre atteint 23 TWh.

.Trading d'énergie

Eni intervient sur les marchés de gros de l'énergie par le biais de sa filiale Eni Trading and Shipping (ETS).

- Pétrochimie

Par le biais de sa filiale Versalis, Eni produit et vend des produits chimiques. En 2012, la production de ces produits atteint près de 6,1 millions de tonnes.

Le symbole d'Eni, un chien à six pattes, représente la fusion de la machine et de l'homme, à l'image des quatre roues d'une voiture et des deux jambes d'un conducteur

Alger - L'association Sonatrach – ENI a mis en production le gisement de gaz humide MLE (Menzel Ledjmet Est), a-t-on appris lundi auprès de Sonatrach.¹

I. 3. Les constituants des fluides de réservoir :

Les fluides de réservoir pétroliers sont des mélanges à plusieurs composants constitués principalement des hydrocarbures. Le méthane (CH_4) est l'élément commun le plus simple de tous les hydrocarbures. Par ailleurs, les hydrocarbures avec sept atomes de carbone et plus sont appelés les composants C_{7+} et leur entité est dite la fraction C_{7+} . Un composant particulier de C_{7+} peut être classé sous l'une des catégories suivantes :

I. 3.1. Les paraffines :

Un composé paraffiné est constitué de segments d'hydrocarbures du type C , CH , CH_2 ou CH_3 .

Les atomes de carbone sont reliés par des liaisons simples.

Les paraffines sont divisées en paraffines normales (n-paraffines) et iso-paraffines (iparaffines).

Dans un « n-paraffine », les atomes de carbone forment des chaînes droites, tandis

qu'un « i-paraffine » contient au moins une chaîne latérale. Parfois, les paraffines sont également appelées alcanes

I. 3.2. Les naphènes :

Ces composés sont semblables aux paraffines dans le sens où ils sont construits par les mêmes types de segments d'hydrocarbures, mais la différence consiste à la présence d'une ou plusieurs structures cycliques dans les naphènes. Les segments dans les structures cycliques (par exemple, 2) sont reliés par des liaisons simples. La plupart des structures cycliques naphéniques contiennent six atomes de carbone, mais les composés naphéniques ayant cinq ou sept atomes de carbone reliés à des structures cycliques sont souvent présents dans les fluides du réservoir.

¹Archive de département puits SH-FCP

I. 3.3. Les aromatiques:

Semblables aux naphthènes, les aromatiques contiennent une ou plusieurs structures cycliques, mais les atomes de carbone dans un composé aromatique sont reliés par des liaisons aromatiques doublées. Le Benzène (C_6H_6) est le composé aromatique le plus simple, on peut trouver aussi des composés aromatiques polycycliques avec deux ou plusieurs structures cycliques dans les fluides des réservoirs pétroliers. Les pourcentages des composants paraffinés (P), naphthéniques (N) et aromatiques (A) d'un fluide de réservoir sont souvent désignés sous le nom de : la distribution 'PNA'.

Les fluides de réservoir peuvent également contenir des composés inorganiques, dont l'azote (N_2), le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène H_2S sont les plus fréquents.

L'eau H_2O est un autre constituant important du fluide de réservoir, sa miscibilité avec les hydrocarbures est limitée, elle se trouve généralement dans une zone séparée située sous les zones de gaz et d'huile.

I. 4. Comportement des phases des hydrocarbures :

Une phase est la partie homogène d'un système qui est physiquement différent et séparer des autres systèmes par des limites bien définies. Bien que la phase des substances soit contrôlée par la pression et la température il suffit juste de changer cette dernière pour que la substance passe d'une phase à l'autre, ce changement est dit le comportement des phases [1] [3].

Les systèmes des hydrocarbures trouvés dans les réservoirs montrent un comportement multiphasique sur intervalles des pressions et des températures très larges. Les phases les plus importantes apparues dans le domaine des hydrocarbures sont : la phase liquide, comme le brut et le condensat et la phase gazeuse comme le gaz naturel.

Les conditions sous lesquelles ces phases existent ayant une grande importance. La détermination mathématique ou expérimentale de ces conditions est convenablement exprimée sous différents types des diagrammes appelés : diagrammes des phases.

L'objectif de ce chapitre est d'exprimer les principes de base de comportement des phases et d'illustrer comment utiliser les diagrammes des phases pour décrire et caractériser le comportement volumétrique d'un mono-composants et d'un multi-composants.²

² Craft, B.C. and Hawkins, M.F., Jr., 1959. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice-Hall, Inc. New Jersey.



I. 4.1. Mono-composant:

Le système le plus simple des hydrocarbures est celui qui contient un seul composant. Il est constitué des molécules identiques.

I. 4.1.1. Diagramme pression-température:

Si on représente, en coordonnées p et T , les points de bulle et de rosée, on trouve qu'ils sont confondus pour chaque température puisque les pressions de bulle et de rosée sont les mêmes.

L'état diphasique est donc aussi représenté par la courbe de saturation qui s'arrête au point critique (P_c , T_c) comme il représente la figure I.1.

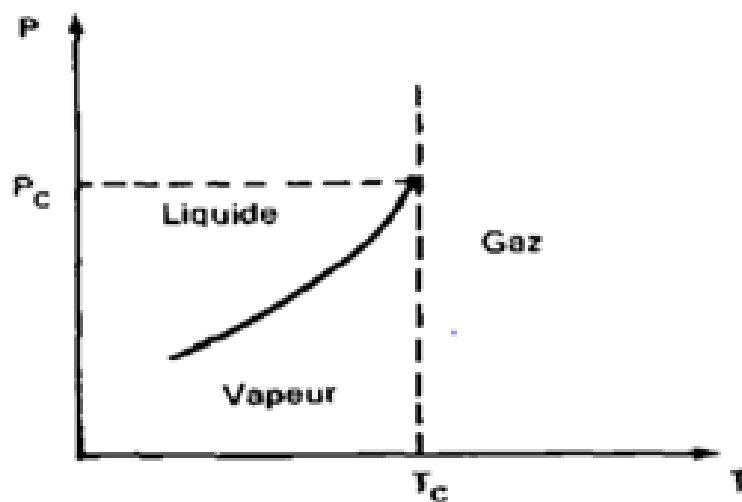


Figure 1.1: Diagramme de pression-température pour un corps pur.³

I. 4.1.2. Diagramme pression-volume :

On observe successivement dans le diagramme de Clapeyron :

- Une décroissance rapide de la pression tant que le corps pur reste en phase liquide : les liquides sont peu compressibles.
- L'apparition d'une phase vapeur (point B sur la Fig. 3.2) : point de bulle.

³ McCain, W.D. Jr., 1973. The Properties of Petroleum Fluids. Petroleum Publishing Co., Tulsa

- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide et la pression reste constante.
- la disparition de la dernière goutte de liquide (point R sur la figure) : point de rosée.
- une décroissance relativement lente de la pression: les vapeurs sont compressibles.

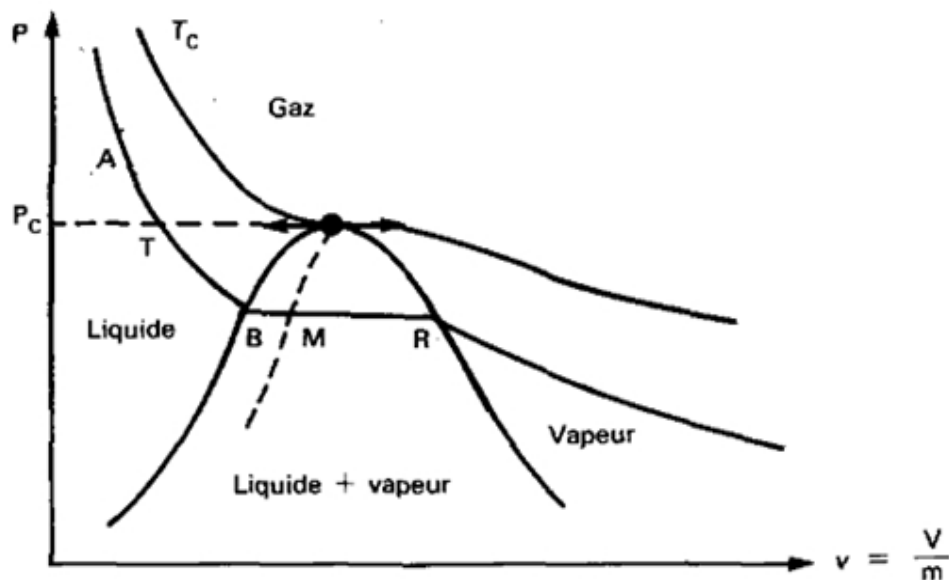


Figure.1.2: diagramme pression-volume pour un corps pur (diagramme de Clapeyron).

On peut répéter l'expérience pour des températures inférieures et supérieures à T , jusqu'à une température T_c (température critique) au-dessus de laquelle le corps pur est toujours monophasique, quelle que soit la pression. Les différents points de bulle constituent la courbe de bulle, les différents points de rosée constituent la courbe de rosée. Ces deux courbes s'appellent la courbe de saturation.

I. 4.2. Multi-composants (mélange) :

I. 4.2.1. Diagramme pression-température :

On trace la courbe de saturation d'un mélange à la forme d'une enveloppe, constituée de deux branches, courbe de bulle et de rosée. Le point critique se situe soit à gauche soit à droite

du maximum de la courbe de saturation, T et p de ce point sont différentes de la pression et à la température maximale d'existence des deux phases, p_{cc} comme il représente la Fig. 3.3.

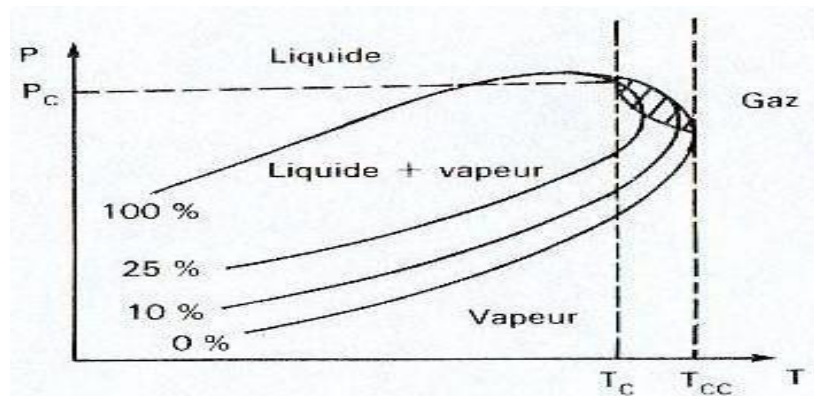


Figure 1.3: Diagramme de pression-température pour deux corps et le mélange.

I. 4.2.2. Diagramme pression-volume :

On observe successivement sur le diagramme dans la figure 3.4 :

- Une décroissance rapide de la pression en phase liquide.
- L'apparition d'une phase vapeur point B_1 ; point de bulle.
- L'augmentation de la phase vapeur et la diminution de la phase liquide, la pression diminue, mais moins rapidement qu'en phase liquide seule.
- La disparition de la dernière goutte de liquide au point de rosée R_1 .

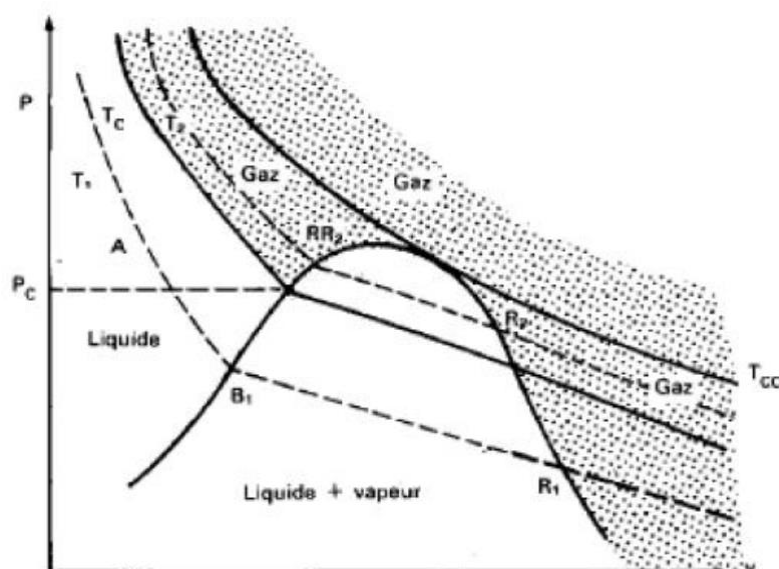


Figure 1.4: Diagramme de pression-volume pour deux corps et le mélange

I. 5. Classification des fluides de réservoir :

Pour distinguer les mélanges naturels des hydrocarbures on peut utiliser la classification courante, basée sur les propriétés physiques élémentaires : on dira alors qu'il s'agit soit d'une huile, soit d'un gaz ; Mais il s'avère que dans la majorité des cas l'exploitation des huiles entraîne la production de gaz et *vice-versa* et celle de gaz entraîne

Types de	GOR	d	API	R_s	B_o	Couleur

la production de l'huile. Donc, le problème qui se pose, c'est de savoir l'origine de la production de liquide, c'est-à-dire l'état dans lequel se trouve dans le gisement et ses propriétés du fond.

Donc les mélange des hydrocarbures peuvent être classés selon :

- Les données de production.
- La composition de l'effluent.
- Diagramme p, T (pression-température).

I. 5.1. Classification à partir des données de production :

La nature de mélange des hydrocarbures peut être définie à partir des mesures de production effectuées au cours de l'essai initial du puits.

- La densité (gravité *API*) permet de savoir s'il s'agit d'une huile ou d'un condensat.

Si la densité supérieure à 0.8 ($API < 45$), le liquide est généralement coloré et correspond à une huile.

Dans le cas contraire le liquide est assez souvent incolore, il provient d'une condensation rétrograde d'un gaz.

- le rapport gaz /liquide, qui est le volume du gaz mesuré dans les conditions de référence correspond à l'unité de volume de liquide produit, permet de différencier les huiles et les gaz.

Le tableau 1.1 résume la classification des différents fluides pétroliers :

Black oil	< 1800	0,83-0,88	15-40	200 - 700		Brune à vert-
Huile volatile	1800-3300	0,78-0,83	<35	<200	<1,2	Noir ou profondément coloré
Gaz– Condensat (Fig.3.10)	3300-50000	0,7-0,78	50<	8000 -70.000	-	Blanc d'eau ou légèrement coloré
Gaz humide	50000-100000	0,7-0,78	60<	60000 -100000	-	Blanc d'eau.
Gaz secs	-	0.7>	-	>100000	-	-

I. 5.2. Classification à l'aide du diagramme p, T :

Les données de production, la densité, le rapport gaz-liquide et la composition chimique de L'effluent ainsi que sa couleur, nous donnent une indication sur la nature du fluide produit mais elles sont insuffisantes car elles ne tiennent pas compte des conditions du réservoir qui commandent les changements d'état du système. En conséquence, les différents mélanges existants dans le gisement seront classés d'après la position du point (p, T) représentatif des conditions initiales du réservoir et celles de leur production en surface par rapport à la courbe de saturation du mélange qui définira le type du fluide [5,6]. Si la température du fluide est supérieure à sa température d'équilibre dans le réservoir, le fluide de gisement est une huile à gaz dissous dans le cas contraire, il y a du gaz libre. On acoutume de répartir les fluides de réservoir en 5 types : *Black Oil* riche en constituants lourds, Huile volatile, Gaz à condensat, Gaz humide et Gaz sec, cela est montré sur la figure 3.5.

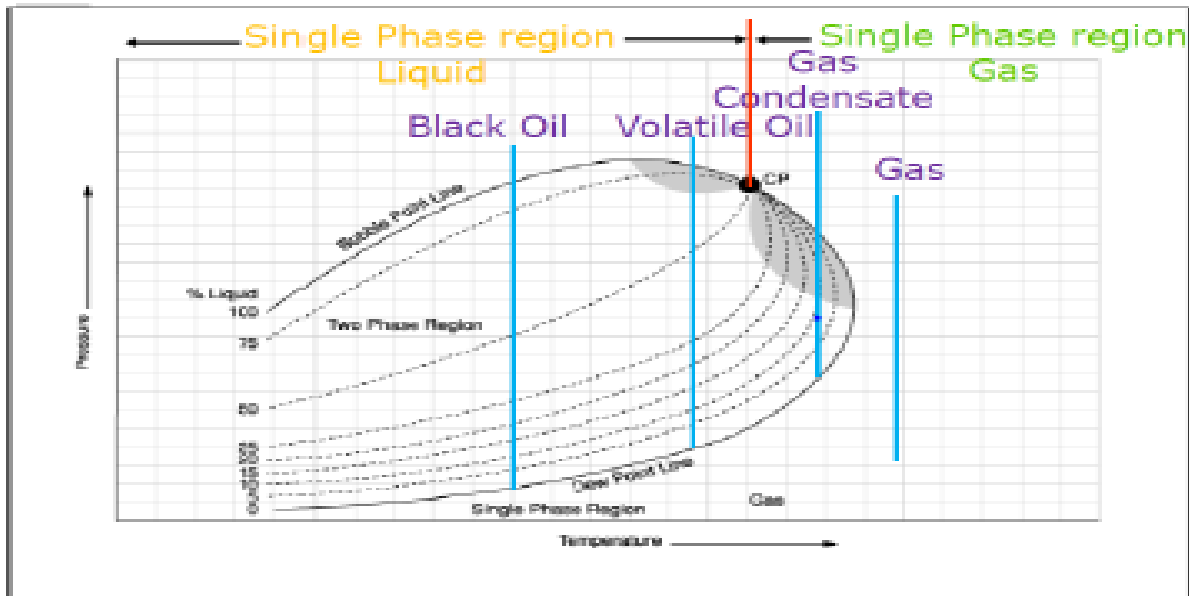


Figure 1.5: Les différents types des fluides du réservoir.⁴

I. 5.2.1. Black Oil :

Le diagramme de phase dans ce cas est caractérisé par des lignes iso-volume pratiquement étroitement espacées près de la courbe de rosée (Fig.3.7). En dehors des basses pressions, la courbe de contraction de liquide est une ligne droite, la Fig.3.6 montre les caractéristiques de contraction de ce type de pétrole brut.

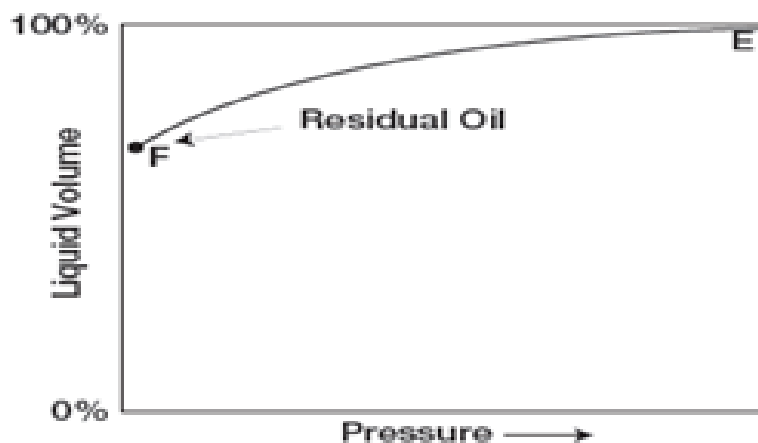


Figure 1.6: Courbe de contraction de liquide.

⁴ Amyx JW, Bass DL Jr, Whiting RL (1960) Petroleum reservoir engineering-physical properties. McGraw-Hill, New York



Le *Black Oil* contient peu de gaz en solution et relativement riche en constituants lourds. Sa température critique est donc élevée et son point critique est généralement situé à droite du Cricondenbar (Pct).

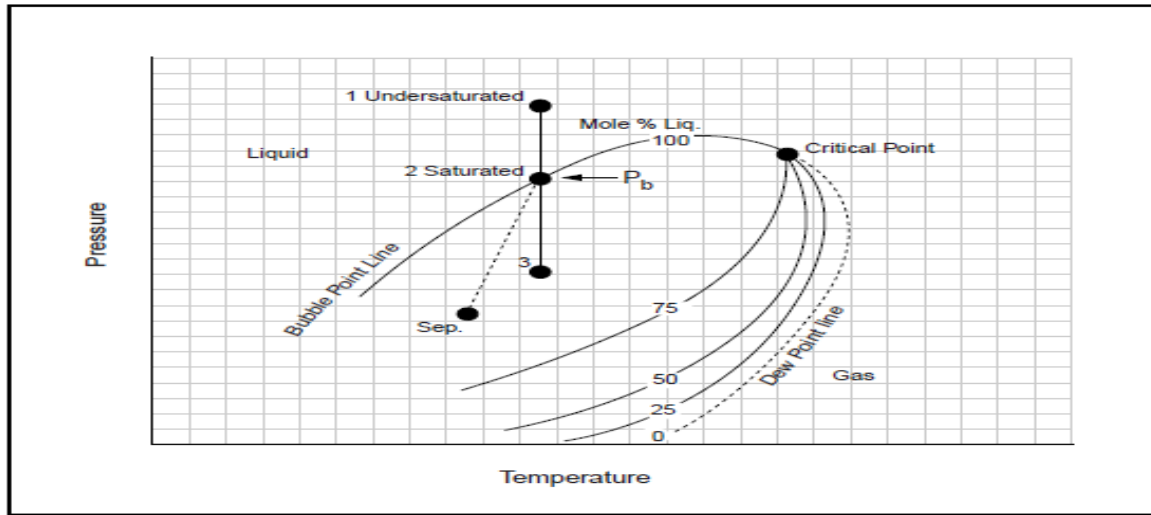


Figure.1.7:Diagramme de phase pour le *Black Oil*.⁵

I. 5.2.2. Huile volatile :

Ce pétrole contient plus de gaz en solution que le cas précédent. Il est donc plus riche en Constituants volatils (de ce fait T_c est plus faible et donc plus proche de T_{cc}). Les lignes iso volume dans le diagramme de phase (Fig. 3.8) sont très rapprochées près de la courbe de bulle mais très espacées ailleurs (pour de faibles pressions).

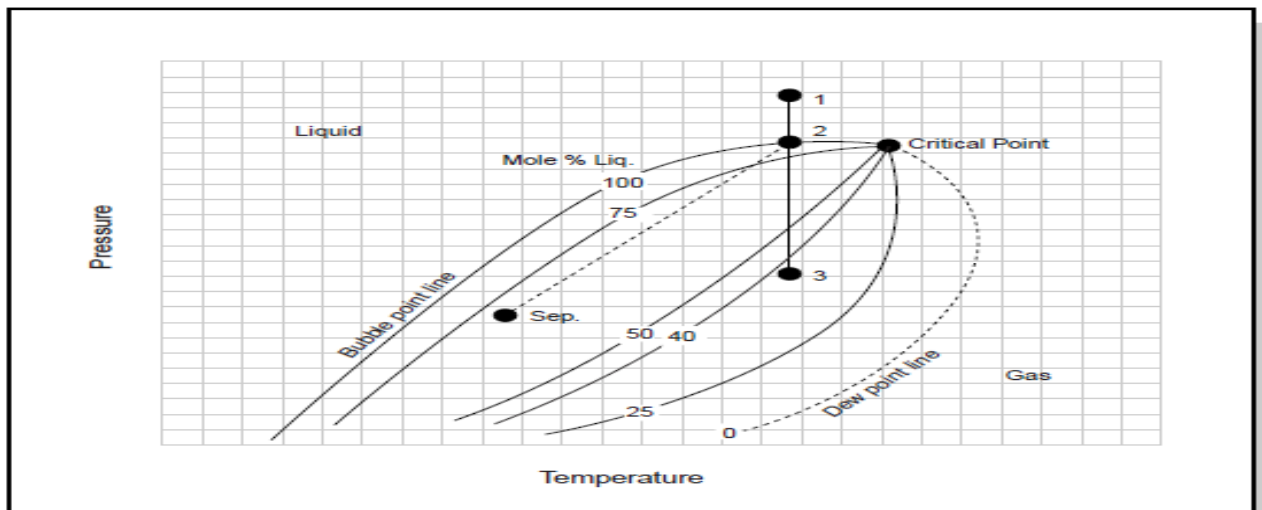


Figure 1.8:Diagramme de phase pour les huiles volatiles.

⁵ Glase 0 (1980) Generalized pressure-volume-temperature correlations. J Petrol Tech. (May): 785–795; Trans AIME 269

Ce pétrole brut est généralement caractérisé par une contraction importante du volume de liquide dès que la pression est inférieure à celle du point de bulle (Fig.3.9).

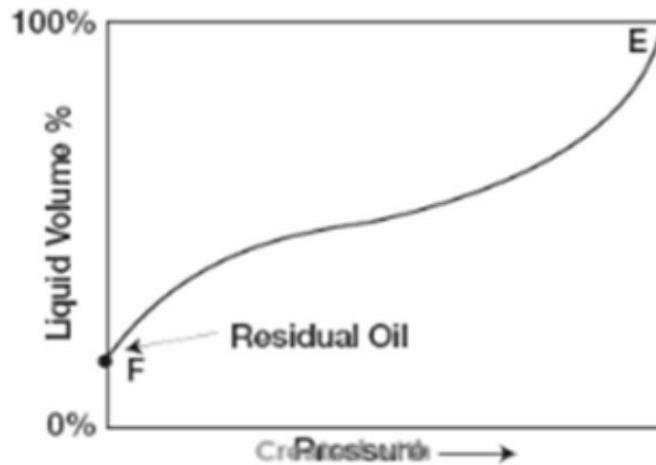


Figure 1.9: courbe de contraction du volume de liquide⁶

I. 5.2.3. Gaz à condensat :

La région hachurée sur la figure 3.10 représente la zone de condensation rétrograde où la phase liquide est obtenue par détente (abaissement du mélange gazeux: si P_r est réduite (à $T_r = Cste$), la première goutte de liquide apparaît au point 2 (à la traversée de la courbe de rosée), puis la proportion de liquide augmente (avec la chute de pression) jusqu'à atteindre une valeur maximale de 30% (pour l'exemple ici donné). Au-delà de cette valeur maximale, qui marque la fin de la condensation rétrograde, l'abaissement de p conduit alors à une évaporation progressive de la fraction liquide jusqu'au moment où la courbe de rosée est à nouveau traversée où le mélange redevient entièrement gazeux.

⁶ Lasater JA (1958) Bubble point pressure correlations. Trans AIME: 379–381

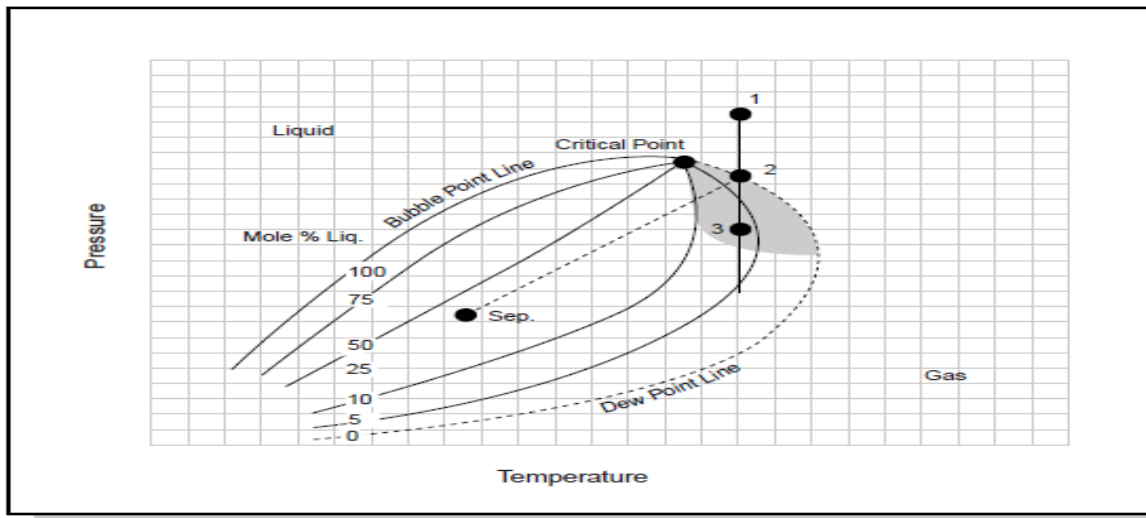


Figure 1.10: Diagramme de phase pour le gaz à condensat.

Pour qu'il y ait une condensation rétrograde, il faut que la température du réservoir soit comprise entre la température critique du mélange et sa température maximale décondensation T_{ct} ($T_c < T_r <$). Pour la pression du réservoir, elle est souvent proche de la pression de rosée (point 2), ce qui amène très vite une condensation d'hydrocarbures dès la mise en production du réservoir.⁷

I. 5.2.4. Gaz humide :

Un gaz est dit humide s'il y a une production de la phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement (Fig.3.11). Dans ce cas, ($T_r >$): T_r ne traverse pas la zone diphasique et donc il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production (déplétion du gisement). Par contre il se forme une phase liquide en surface dont les conditions, sont situées à l'intérieur du domaine liquide-vapeur.

Du point de vue compositionnel, un gaz humide contient moins de constituants lourds qu'un gaz à condensat (donc sa T_c est plus faible et sa zone diphasique est moins développée). Notons que si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours du temps.

⁷ Sutton RP, Farshad FF (1984) Evaluation of empirically derived PVT properties for Gulf of Mexico crude oils. Pap SPE 13172 presented at the 59th Annual Technical Conference, Houston Sept 16–19

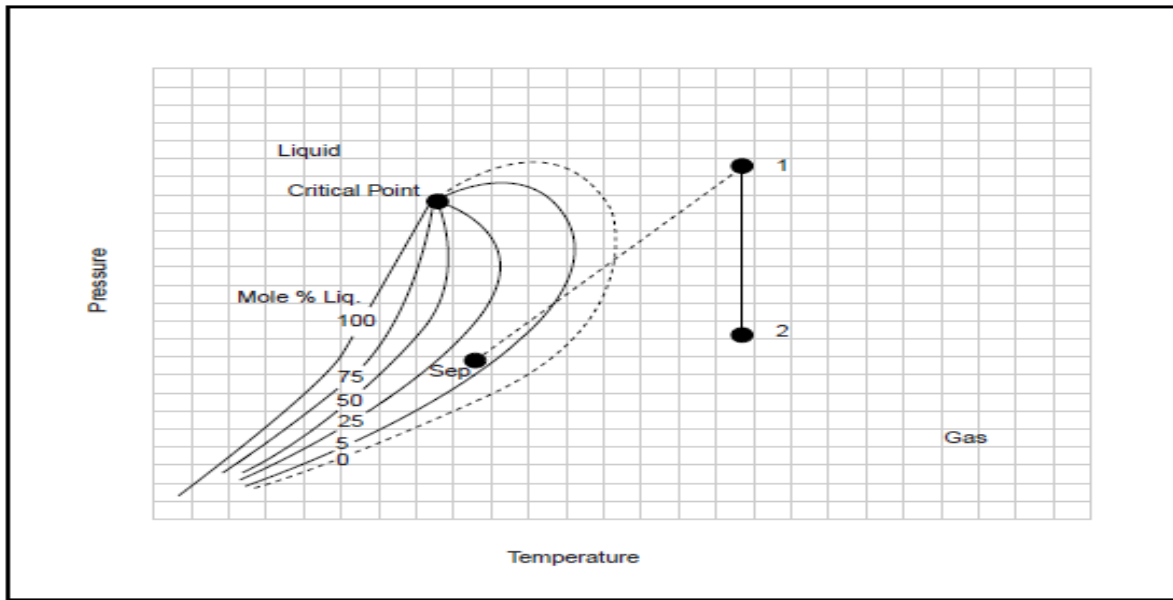


Figure 1.11: Diagramme de phase pour le gaz humide.

I. 5.2.5. Gaz sec :

Un gaz sec ne produit pas de liquide ni dans les conditions de surface ni dans les conditions de réservoir. L'isotherme correspondant à la température du réservoir T_r et le point représentatif des Conditions de production en surface T_s sont, par conséquent, tous deux situés à l'extérieur de la courbe de saturation du gaz (mélange hydrocarbures) (Fig.3.12).

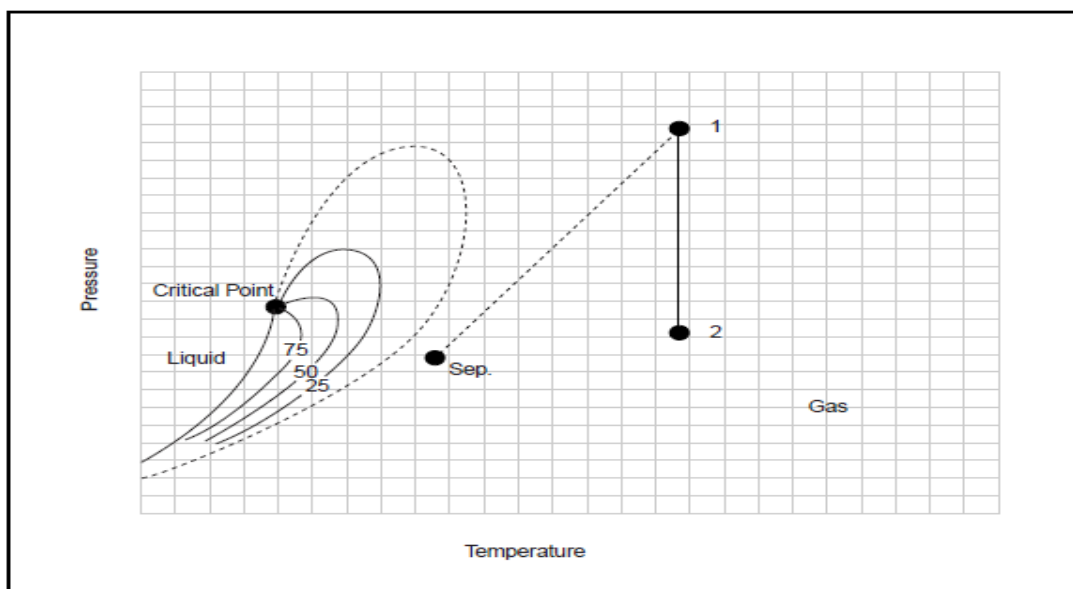


Figure 1.12: Diagramme de phase pour le gaz sec.

Conclusion

Les fluides de réservoir sont répartis en deux classes selon que leur température critique est supérieure ou inférieure à la température du réservoir : dans le premier cas on aura affaire à des huiles à gaz dessous et dans le second cas à des gaz. Les gaz à leur tour se subdivisent en 3 groupes selon la valeur de leur température critique et selon la production de liquide dans les conditions de surface, on distingue donc : gaz à condensat, gaz humide et gaz sec.

Chapitre II

Analyse nodale

II.1. Introduction :

L'analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production global (commençant par la pression statique du réservoir, et finissant avec celle de séparation). C'est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et pour améliorer les performances du système de plusieurs de puits. Cette méthode est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

II.2. Importance de l'analyse Nodale :

N'importe quel puits de production est foré et complété pour extraire le pétrole, le gaz ou l'eau du réservoir à la surface. Pour surmonter des pertes de charge dans le système de transport pendant l'extraction des fluides, de l'énergie est exigée. Le système de production peut être simple ou peut inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charge se produisent.

La figure (2.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).

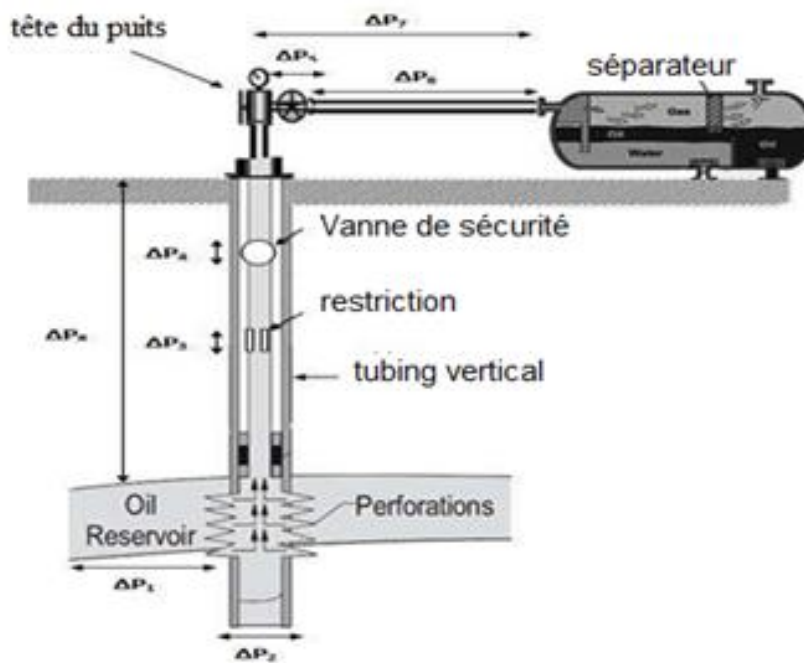


Figure 2.1: Pertes de charge possible dans un système de production

II.3. Procédure d'application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure 2.2

Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

$$\text{Inflow: } P_{\text{node}} = P_r - \Delta p \dots \dots \dots (2.1)$$

$$\text{Outflow: } P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta p \dots \dots \dots (2.2)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q une représentation



la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait à un niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se changent à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.⁸

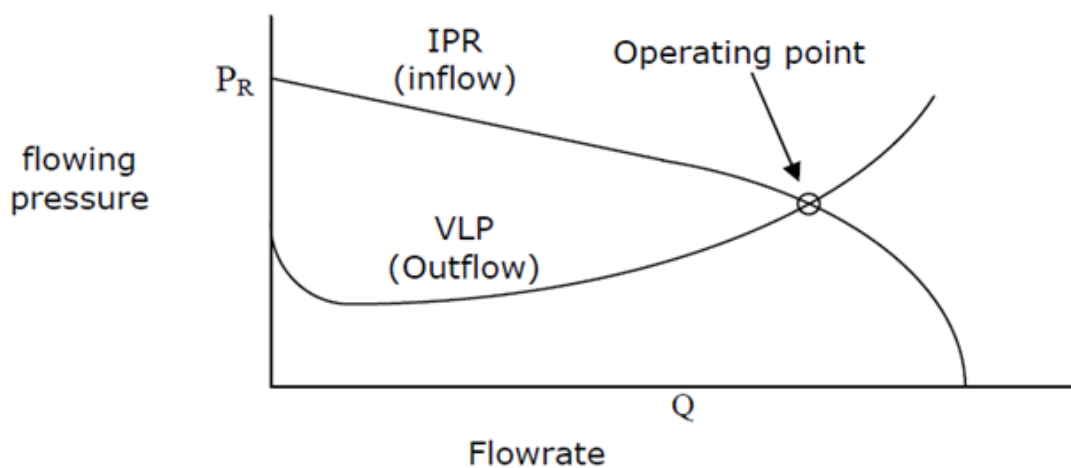


Figure. 2.2: Courbe d'outflow et inflow.

⁸ "NODAL Analysis" is a trademark of Flopetrol Johnson, a division of Schlumberger Technology Corporation, and is protected by U.S. Patent #4,442,710.

II.4. Les différentes positions du nœud :

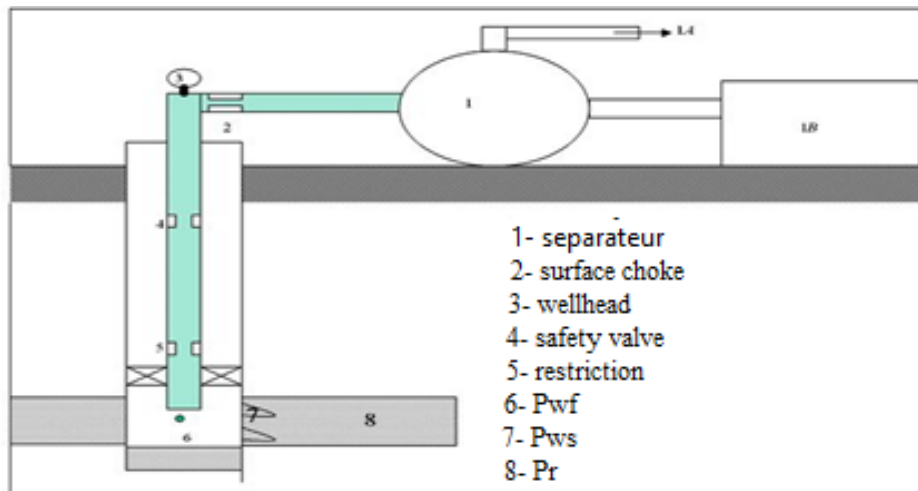


Figure.2.3: Les différentes positions du nœud

• Nœud1:(séparateur)

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

• Nœud2:(duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

IPR.

Chute de pression en fonction de débit.

$$L'équation $P_{wf} = f(GLR, q, \varnothing)$(2.3)$$

Avec:

\varnothing : Diamètre de la duse 1/64 in

q : Débit de production.

• Nœud3:(tête du puits)

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

Les données nécessaires sont:

- ✓ IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- ✓ Chute de pression dans le tubingen fonction de débit.
- ✓ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- ✓ Pression de séparation.

La figure (2.4) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits ;L'augmentation du diamètre de la collecte ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est suivi par une augmentation de débit de production ($q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$)

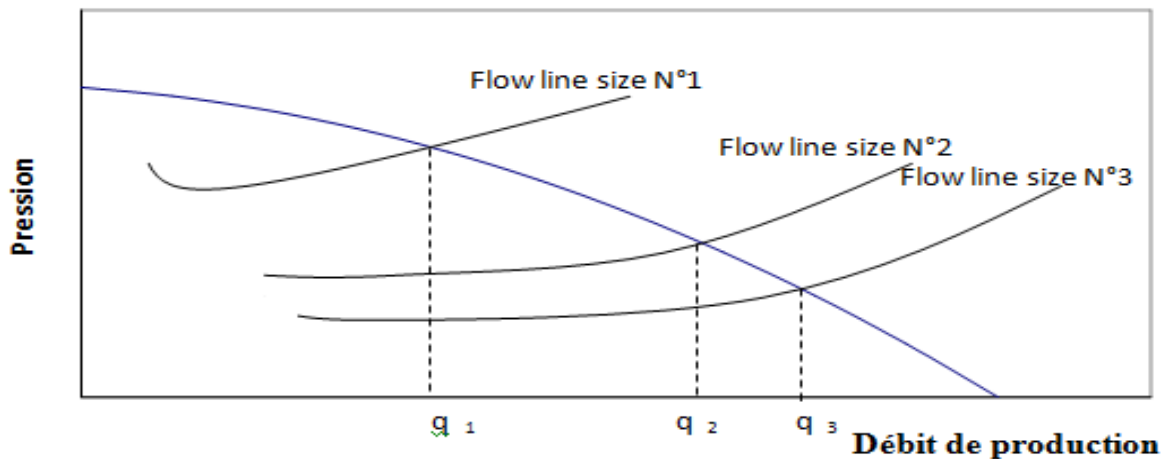


Figure. 2.4:L'effet du diamètre du flowline.⁹

• **Nœud 6:**(fond du puits)

Le choix d'un œud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (œud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits qui est l'une des objectifs de ce travail. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

• **Nœud 8 :** (réservoir)

Le choix d'un œud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure (2.5) montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de la pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

⁹ James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells, Gas Well Deliquification, Second Edition, 59-60

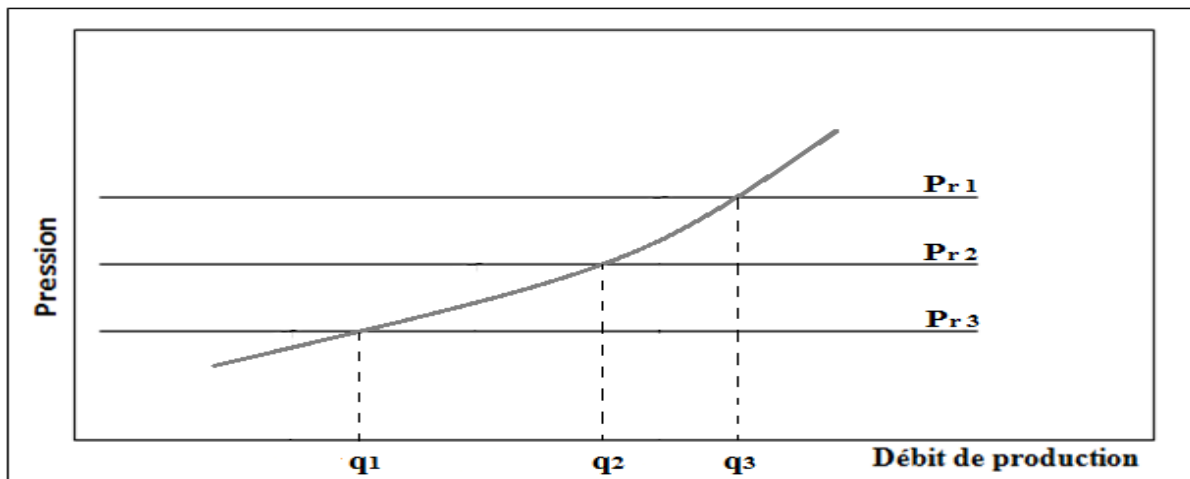


Figure. 2.5: L'effet du déclin de la pression du réservoir

II.5. Objectifs de l'analyse nodale:

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou de gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement le débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

II.6. Inflow performance relationship (IPR) :

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétro-physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

II.6.1. 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 :

$$V = q/A = -(k/\mu) \partial P / \partial x \dots \dots \dots (2.4)$$

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.

II.6.2. Méthode de Vogel:

J. V. Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits ou la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro-physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{r_{wf}}{r_r} \right) - 0.8 \left(\frac{r_{wf}}{r_r} \right)^2 \dots \dots \dots (2.5)$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf}

$q_{0(max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_R : Pression du réservoir approximative.¹⁰

II.6.3. Les principales corrélations utilisées pour l'IPR:

II.6.3.1. Corrélation de Jones:

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme :

$$P_r - P_{wf} = A Q^2 + BQ \dots \dots \dots (2.6)$$

"A" et "B" : sont calculés à partir des propriétés de réservoir, comme ils peuvent être déterminés à partir des essais multi-rate ; en traçant la courbe $\Delta P / Q = f(Q)$ en coordonnées cartésiennes, on obtient une ligne droite ayant une pente "A" et une intersection "B" quand le débit (Q) égale à zéro.

II.6.3.2. Corrélation de Forcheimer :

Cette corrélation exprime l'IPR en fonction des coefficients de perte de charge dans l'écoulement turbulent et l'écoulement laminaire.

$$P_r - P_{wf} = A Q^2 + BQ \dots \dots \dots (2.7)$$

Tel que :

A : coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

B : coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire.

¹⁰Vogel, J.V. 1968. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J Pet Technol 20 (1): 83-92. SPE 1476-PA.

II.7. Pertes de charge dans le tubing (Outflow) :

L'équation de perte de charge est composée par trois termes dans n'importe quel écoulement:

- Le terme d'élévation ou le terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération
- Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important. L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique ou polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison de la pipe

Perte de charge totale = Perte de charge par friction + Perte de charge par élévation +
Perte de charge par accélération

Conclusion :

Pour les réservoirs riches en gaz en condensat dont la pression du réservoir est inférieure à la pression de rosée on utilise les modèles : Multi rate Jones, C and N pour tracer l'IPR et les corrélations de Duns and Ros, Petroleum Expert établir le VLP.

Chapitre III

Partie pratique

III.1. Introduction :

L'optimisation est présente partout où il y a nécessité de rationaliser la conception d'un système ou le déroulement d'une procédure, qu'il soit industriel ou non. L'optimisation peut être définie sommairement comme :

- Une opération permettant de trouver le meilleur de chaque chose.
- Le choix entre une série de possibilités (du meilleur suivant un critère défini,

III. 2. Critère d'optimisation sur le système de production :

Pour un système de production de gaz les critères d'optimisation peuvent être

- Optimisation du débit de production.
- Maintenir le plateau de production autant que possible.
- Minimiser les pertes de charge

Pour des différents critères d'optimisation on obtiendra des solutions optimales différentes.

Les résultats de toute procédure d'optimisation doivent être une définition claire des décisions techniques à prendre à fin de réaliser l'objectif désiré.

III. 3. La problématique :

Le chargement de liquide dans les puits de gaz se produit en raison de l'incapacité de faire remonter le liquide hors du puits. Comme il s'accumule progressivement dans le puits, en faisant considérablement augmenter la pression hydrostatique et fortement chuter le débit de gaz.

Le puits de gaz passe en mode de chargement par le liquide quand le débit de gaz produit chute en dessous d'un seuil critique, calculé par les équations de Turner.

III. 3.1. Les indicateurs de l'accumulation de liquide :

- Déclin anormal de la production figure (3.1) ;

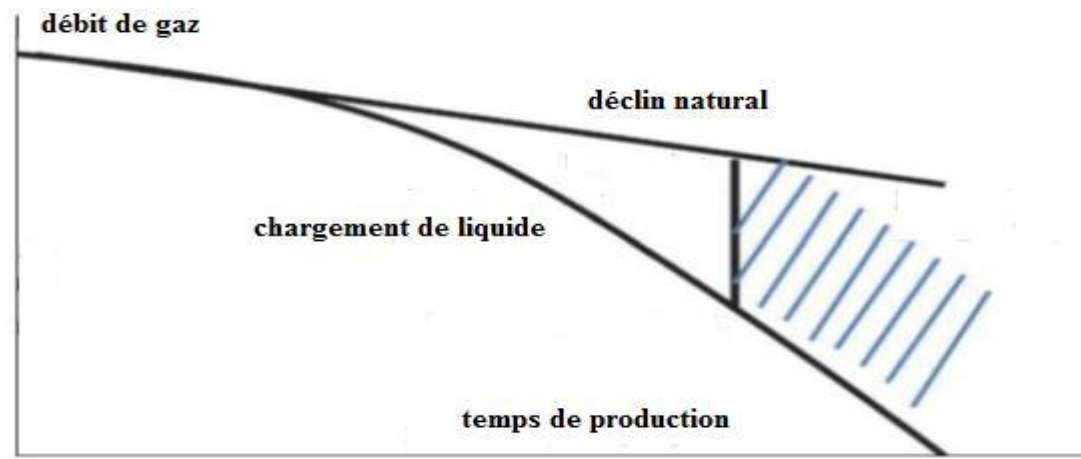


Figure 3.1 : les effets de chargement de liquide sur le déclin de Production

- Fort GOR ;
- Écoulement de gaz par bouchon d'eau ;
- Diminution de la pression de la tête du puits jusqu'à l'égalisation avec la Pression de la Ligne de production ;
- La chute de pression dans le tubing et son augmentation dans le casing (dans le cas de la complétion sans packers) qui peut créer Problème de sécurité dans l'annulaire ;

III. 3.2. Le scénario classique de l'accumulation de liquide :

L'apparition de chargement de liquide dans le puits de gaz commence lorsque la vitesse du gaz, qui transporte les gouttelettes de liquide à la surface, diminue par rapport à un seuil minimal, dit la vitesse critique, dont le débit de gaz chute en cours de production.

Le calcul de cette vitesse appuie sur plusieurs approches mathématiques, telles que celle de Turner, Coleman, etc.

Turner a mis en corrélation tous les critères qui agissent pour faire transporter une gouttelette d'eau vers la surface ces critères ils résument en deux forces, le poids de cette dernière et la résistance du gaz qui exerce une force vers le haut à travers sa vitesse, à partir de plusieurs tests sur plusieurs puits, dont la pression de tête égale à 1000 Psi et sur des puits à pression tête qui varie entre 500 et 800 Psi.

$$Q_{\text{condensat}} = [0.0676 d_t^2 / (T+460) Z] * [(45-0.0031P)^{1/4} / (0.0031P)^{1/2}]^{11} \dots\dots(3.1)$$

Tel que :

Q_{condensa} : Débit critique (MMscf/d)

P: Pression de surface (psia)

d_t : Diamètre intérieure de tubing, pouce

T: Température de surface

Z: facteur de compressibilité

III. 4. Les puits candidats :

Dans le champ MLE certains puits sont passés en mode d'intermittence de production, vu à leur chargement de liquide important et leur énergie potentielle faible, ce qui provoque leur auto-neutralisation.

Ce mode de production consiste à fermer le puits dès sa neutralisation pour lui donner le temps nécessaire pour reprendre son énergie potentielle en pression, qui va lui permettre de reprendre sa production pendant un certain temps.

Nous avons sélectionnés les puits : **MIE-08**, **LES-02** et **MZLN-07** comme candidat pour l'optimisation avec les différentes méthodes afin de trouver une solution à leur problème.

¹¹ James .Lea. Henry V .Nickens . Mike R .Wells –Gas Well Deliquification Second edition;2008; #31



5. Le puits MLE-08:

III. 5.1. Complétion :

Le puits MLE-8 est un puits vertical qui a été complété avec un tubing de 4 ½ en juin 2008, atteignant 4 479 mMD. Les cibles principales sont concentrées sur les intervalles F6-2.

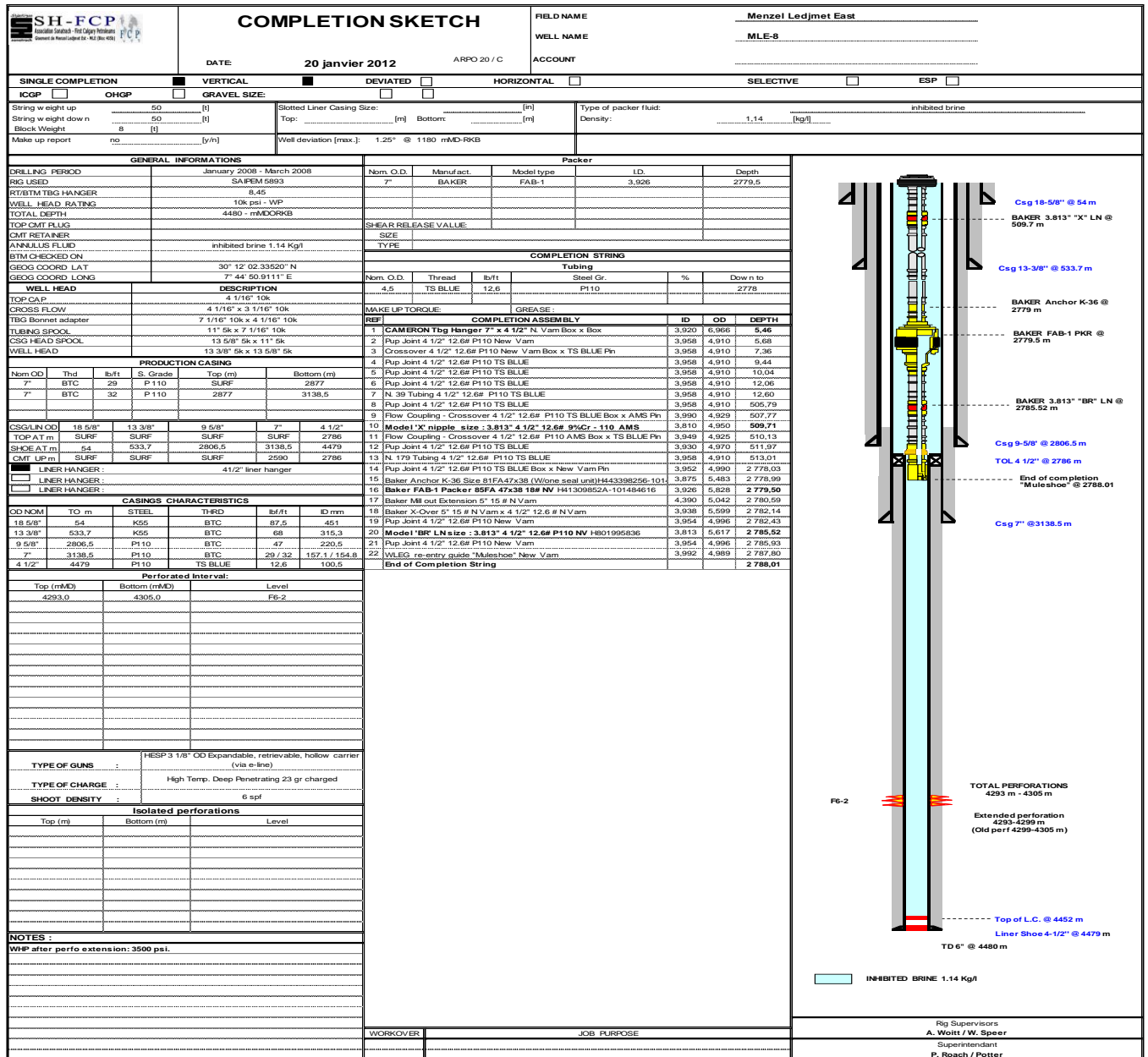


Figure 3.2 ; Lafiche technique MLE-08.

III.5.2. Historique de la production du puits MLE-08

Le puits MLE-8 a montré une forte diminution de la pression de la tête, qui pourrait être liée à une certaine diminution de la pression réservoir ainsi qu'à des problèmes de chargement de liquide qui empêchent une production de puits continue. La fracturation hydraulique, la stimulation matricielle des acides et l'extension des perforations ont été réalisées sans résultats durables. Comme le montre la figure ci-dessous en février 2015, le WHP a égalisé le FLP, ce qui s'est finalement soldé par la fermeture du puits.



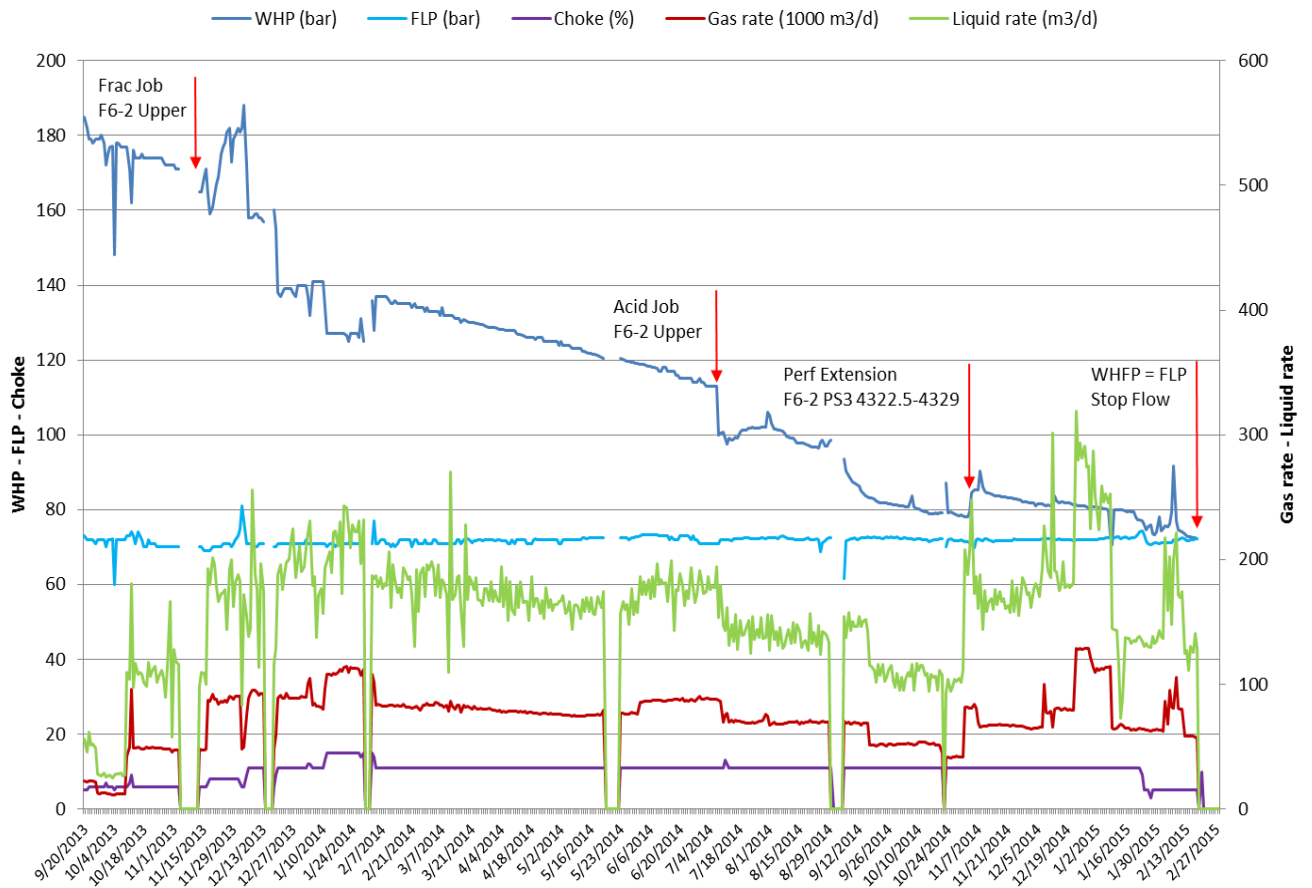


Figure 3.3 : historique de production du puits MLE-8

On remarque une chute significative de la pression de tête, une production instable avec des chutes fréquentes et accentuées, dû au chargement de la colonne par des liquides qui participe à son auto neutralisation en 2015.

III. 5.3. Les essais du puits :

Les tableaux suivants illustrent les différents résultats de teste de séparateur et de gradient de pression dynamique (DGS) effectués sur le puits MLE-08 avant de procéder a son optimisation actuelle.

Tableau 3.1: les résultats well test MLE-08

Date	WHP (Psia)	FLP (Psia)	Qgaz MMscf/d	Qcond STbbl/d	CGR (bbl/MMscf)
10-oct-13	2574	1066	1,342	742	553
11-oct-13	2574	1069	1,559	742	476
12-oct-13	2300	1074	3,042	1411	464
02-déc-13	2603	1071	0,789	237	300
13-déc-13	2289	1037	1,933	410	212
31-janv-14	2048	1048	2,798	1178	421
21-oct-14	1153	1057	1,3	677	521

D'après les résultats de test de séparateur de MLE-8 on remarque qu'il riche en condensat GCR très élevé Environ 400 bbl / MMscf.

Tableau 3.2 : Les résultats de DGS pour le puits MLE-08

06/06/2013		12/10/2013		31/01/2014		21/10/2014		10/01/2015		28/02/2015	
depth (m)	Dp (psia/m)	Depth (m)	Dp (psia/m)	Dpth (m)	Dp (psia/m)	depth (m)	Dp (psia/m)	Depth (m)	Dp (psia/m)	depth (m)	Dp (psia/m)
4310	0,893	4309	0,635	4308,88	0,632	4330,88	1,889	4307,88	0,124	4308,88	0,794
4300	0,836	4298,88	0,636	4290,88	0,573	4317,28	1,8	4288,88	0,64	4286,88	0,475
4000	1,517	3998,88	0,625	3998,88	0,56	4306,88	1,853	3998,88	0,57	3998,88	0,479
3500	1,588	3498,88	0,622	3498,88	0,54	4288,88	0,489	3498,88	0,58	3498,88	0,501
3000	0,751	2998,88	0,613	2998,88	0,529	3998,88	0,371	2998,88	0,508	2998,88	0,41
2500	1,832	2498,88	0,669	2498,88	0,512	2998,88	0,399	2498,88	0,501	2498,88	0,316
2000	2,115	1998,88	0,544	1998,88	0,497	1998,88	0,42	1998,88	0,386	1998,88	0,302
1500	2,583	1498,88	0,593	1498,88	0,479	1498,88	0,31	1498,88	0,401	1498,88	0,287
1000	3,511	998,88	0,582	998,88	0,462	998,88	0,286	998,88	0,383	998,88	0,281
500	6,279	498,88	0,557	498,88	0,435	498,88	0,367	498,88	0,37	498,88	0,266

C'est on fait une interprétation des résultats pour bien connaitre la nature de fluides qui se trouve dans la colonne de production on obtiendra

Tableau 3.3 : L'intervalle de gradient standare pour les déférents effluents

Phase	Gradient (psia/m)	
Gaz	0,07	0,36
Condensat	0,36	0,85
Huile	0,85	1,35
Eau	1,35	1,92

Comparons les résultats de DGS avec le gradient normal des déferents effluents nous concluons la présence de gaz condensé dans notre colonne et cela dans des déferentes profondeurs.

III. 5.4. Etude de performance :

Pour avoir la performance de puits on doit suivre les étapes suivantes :

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.
3. Les données des essais de puits
4. La complétion.
5. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
6. Le tracé des courbes inflowet outflow.

a- Le modèle du réservoir

Puisque le réservoir F6-2 est un gaz a condensat dont la pression de réservoir est inférieur à la pression de rosée,pour tracer l'IPR, on a utilisé les données des essais de puits: on a choisi le modèle: Multi rate Jones

b- Les données PVT

Pour avoir un modèle fiable avec le maximum d'exactitude, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits, Le modèle utilisé est le modèle Black oil(condensat).Puisquel'étude PVT est faite et la corrélation de petroleum expert établir le VLP , on va importer les résultats et on les intègre dans *PROSPER*.

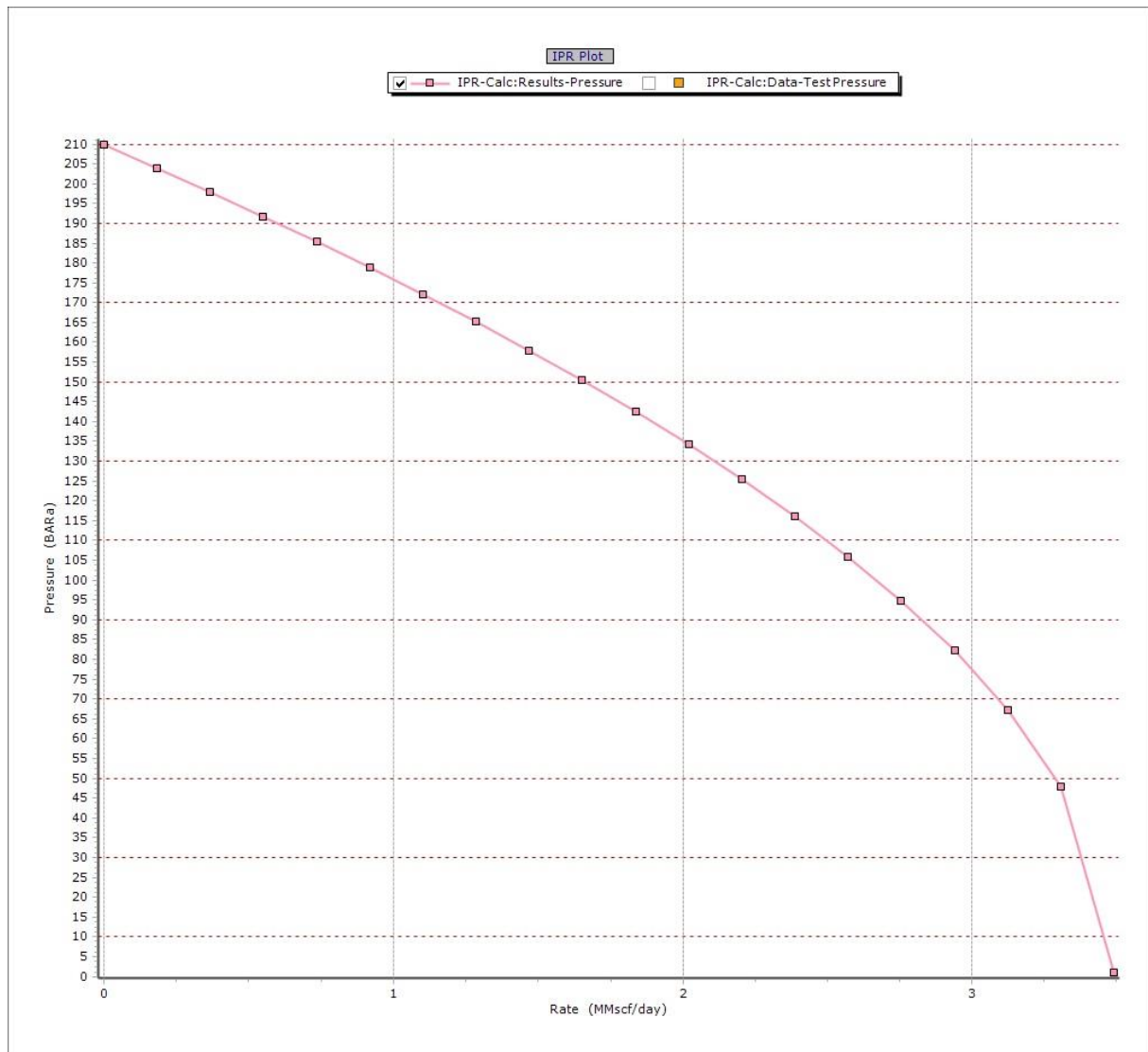


Figure 3.4 : Courbe IPR pour MLE-08

III. 5.5. Optimisation de la production en utilisant une pompe multiphasique (MPP):

Différentes tentatives ont été menées pour améliorer la performance de la production de puits, à partir de la stimulation du réservoir; la fracturation hydraulique, la stimulation acide et l'extension de la perforation ne réussissent aucunement à inverser la forte tendance au déclin qui finit par provoquer la fermeture de puits. Après avoir considéré différentes options, un équipement de pompage de surface a été sélectionné comme la meilleure option disponible pour le scénario complexe MLE8. Les pompes de surface ont une limitation en termes de quantité de gaz qu'elles peuvent gérer, définie comme la GVF (95%): en raison du faible GOR, MLE-8 a été identifié comme un bon candidat. pour un tel type d'équipement. La pompe

a été installée sur le site du puits MLE-8 à partir du 22 mars 2015, fonctionnant continuellement jusqu'à maintenant avec un minimum de temps d'arrêt et des problèmes opérationnels.

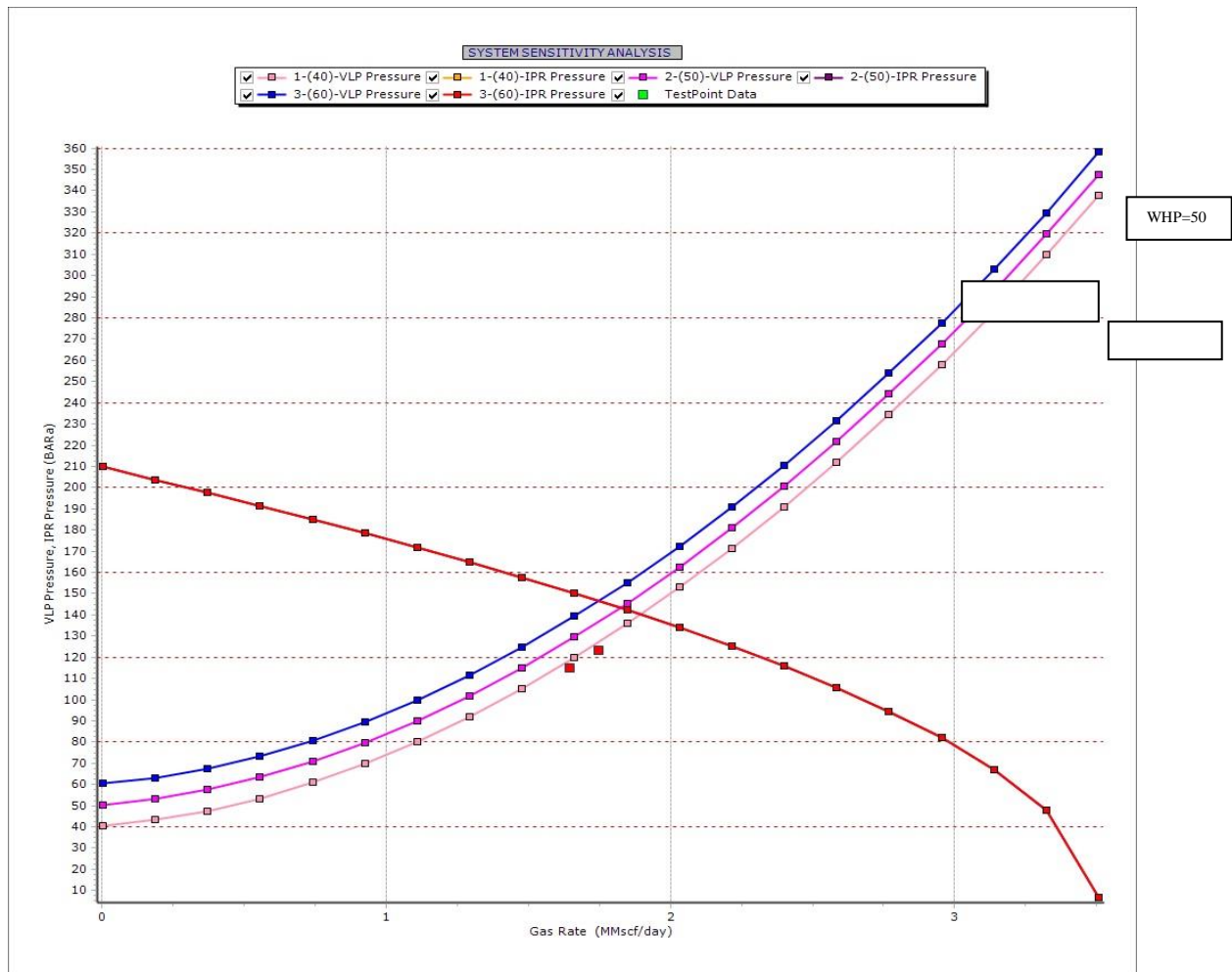


Figure 3.5 : Courbe IPR vs VLP pour MLE-08

Conclusion et recommandations

- L'acquisition et l'analyse des données fusionnées avec l'historique de production de puits ont démontré que la MPP est le seul moyen disponible pour maintenir le MLE-8 en production dans les conditions CPF actuelles.
- La baisse de la production de puits observée est liée aux phénomènes puits / réservoir et ne peut pas être associée à la performance MPP, il est donc fortement recommandé de maintenir le MPP en service jusqu'à ce que la limite économique soit atteinte.
- selon le test de séparation récent, le puits devrait fournir 700 boed, donc le coût de la pompe étant fixé à 2.200 USD / jour, le SH-FCP paie 3.14 USD / bbl. Le puits n'est pas capable de produire par d'autres moyens.

- après l'épuisement naturel du réservoir il est recommandé de changer le modèle actuel de pompe 15000 BPD-6 avec un modèle plus puissant (DP élevé), afin de prolonger la durée de vie du puits.

III. 6. Le puits LES-02 :

III. 6.1. Installation d'une pompe multiphasique (MPP) :

En décembre 2016, le puits était connecté à une pompe multi phase (installée sur MRG-2) afin de l'aider à produire en mode continu. Le puits a continué d'afficher une mauvaise performance instable et s'est égalisé plusieurs fois entre mai et juin 2017. La pompe a un faible potentiel par rapport au potentiel du puits. Le tableau résume les différents tests de séparateurs effectués sur LES-2 après la connexion MPP le 21 décembre 2016

Tableau 3.4: les résultats well test LES-02 après la connexion MPP

Date	choke (%)	WHP (bars)	Gas rate MMscf/d	condensate rate bbl/d
19-Feb-17	50	101	0,73	291
12-Mar-17	50	164	2,35	515

III. 6.2. La performance de puits LES-02 :

La courbe de performance de ce puits, est représenté sur la Figure 4.8

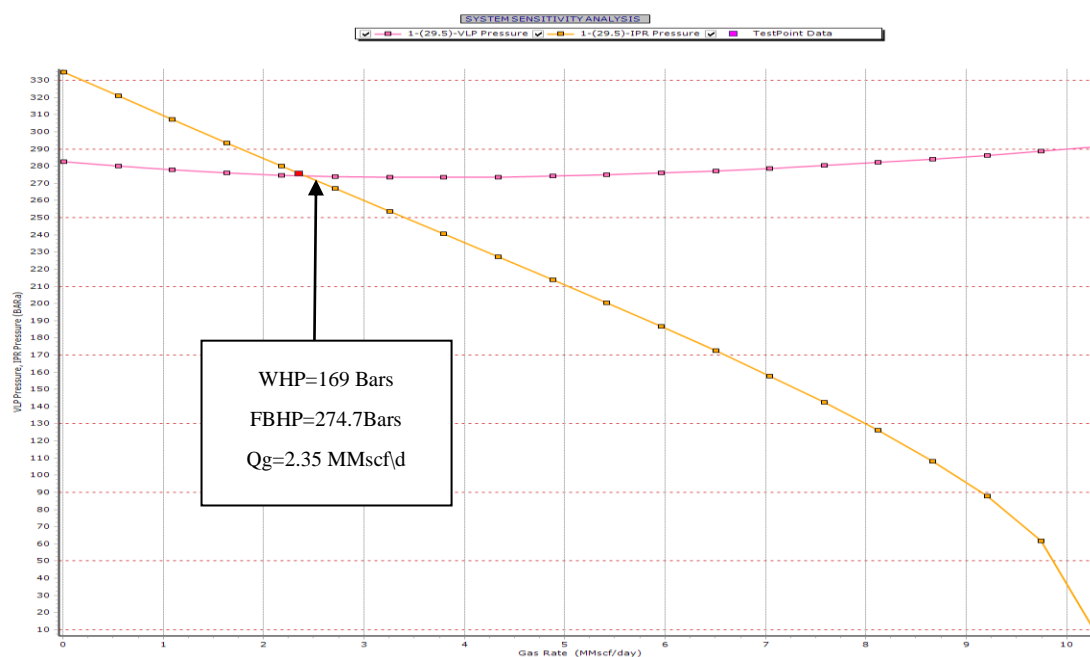


Figure 3.6 : Courbe IPR vs VLP LES-02

III. 6.3. Estimation de débit a différente valeur de skin :

On introduit les déférentes valeurs de skin pour prévoir le débit de chaque valeur pour avoir une idée sur la rentabilité de l’opération Une analyse de sensibilité sur le Skin a été réalisée dans le cas d'un futur travail de stimulation et a indiqué un gain de production significatif pouvant être obtenu grâce à cette action. (Au-delà de 4 MMscf / j en cas d'élimination totale de Skin (S = 0)).

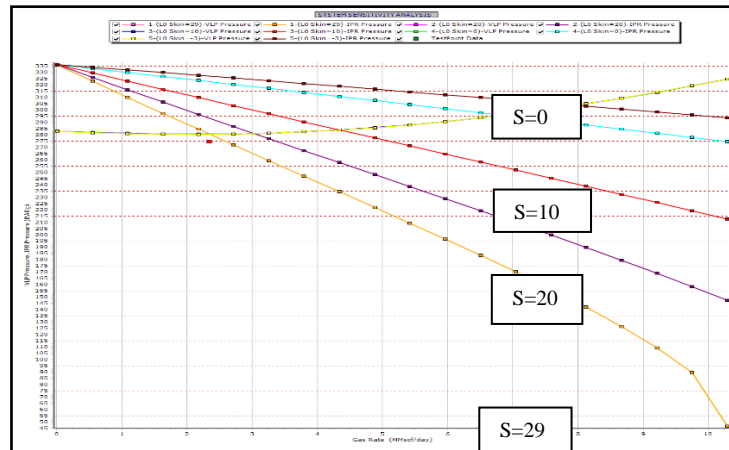


Figure 3.7 : courbe de performance de puits LES-02 pour différentes valeurs de skin

III. 6.4. Optimisation de la production en utilisant le lavage de sel (saltwashing) :

Un échantillon prélevé dans le fond du puits confirme la présence de sel à dissoudre dans l'eau douce. Un lavage de sel avec de l'eau douce inhibée a été effectué en utilisant un circuit fermé avec une pression circulante de 3500-4000 psia. et cela pour l'amélioration nette de la performance d'inflow diminution de skin.¹² Les dernières données de test du séparateur ont illustrées dans le tableau suivant

Tableau 3.5: les résultats well test LES-02 après le saltwashing

Date	choke (%)	WHP (bars)	FLP (bars)	Gas rate MMscf/d	condensate rate bbl/d
12-Mar-17	50	164	80	2,35	515
16-Jul-2017	70	131.2	80	7.32	1013

¹² Jonathan Bellar by, Well Completion Design, Elsevier, First Edition, 2009



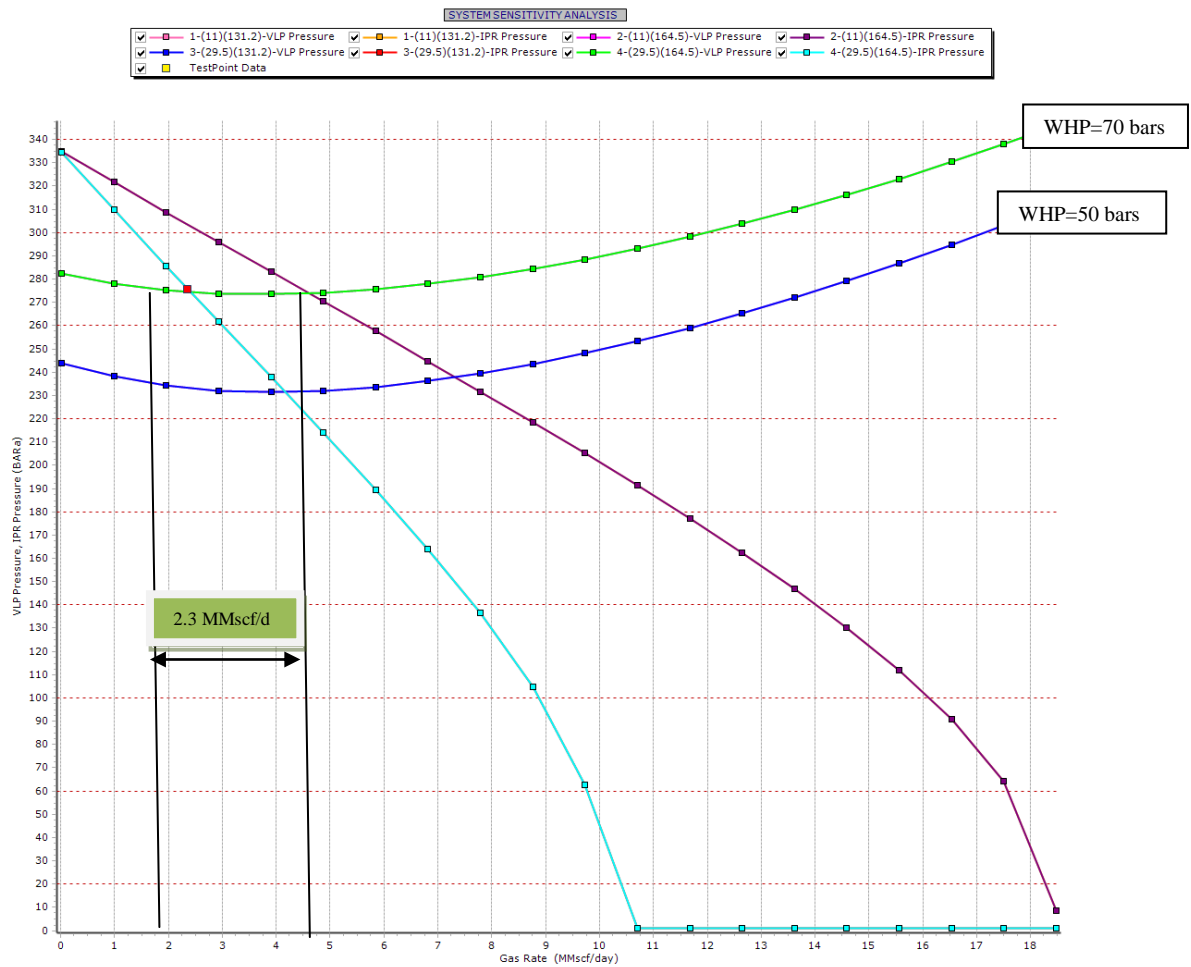


Figure 3.8 : courbe deperformance de puitsLES-02 avant et après saltwashing

Après Le lavage au sel (saltwashing)sur LES-2 on remarque la diminution des dommages et un gain de production de 2.3 MMscf /d.

III. 7. Le puits MZLN-07 :

III. 7.1. Optimisation de la production en utilisant lavelocity string :

Une sensibilité sur le diamètre du tubing visant à améliorer la production et à éliminer les problèmes de chargement de liquide

On suppose un écoulement annulaire entre tubing et coiled tubing en commençant par la perforation du haut.

On a choisi deux diamètres de coiled tubing tel que 2'' et 1 1/2'' (OD) et on a fait varier la pression en tête pour les deux diamètres. ¹³

III. 7.1.1. Pour le diamètre 1.5 pouce:

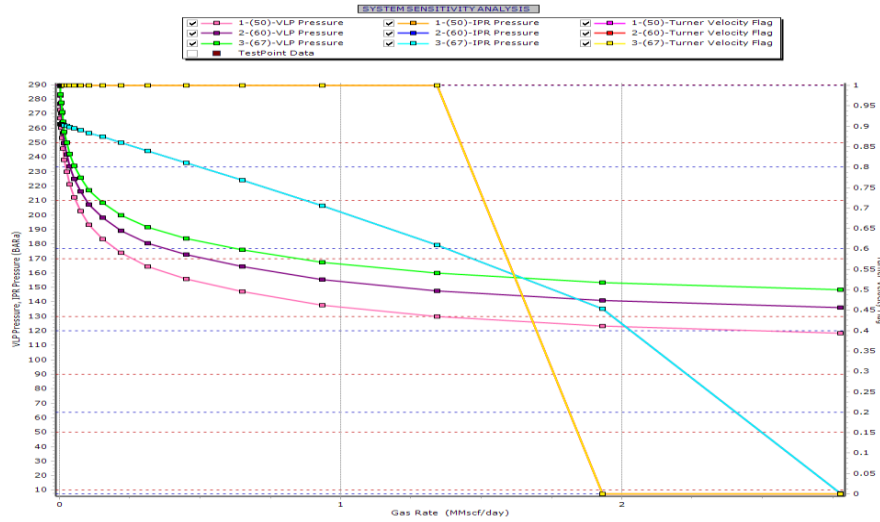


Figure 3.9: courbe de performance du puits pour différentes valeurs de WHP (OD=1.5 ")

Tableau 3.6: les résultats de la sensibilité sur la WHP pour le diamètre 1.5 pouce

Tubing "OD"	WHP (bars)	Qgas (MMscf/d)	Qcond (bbl/d)	Liquid Loading
1.5	50	2	53	No
1.5	60	1.84	49	Yes
1.5	67	1.65	44	Yes

¹³P.Oudeman, Shell Intl. E&P, On the Flow Performance of velocity string to unload wet gas we SPE 104605-MS 2007



III. 7.1.2. Pour le diamètre 2 pouce:

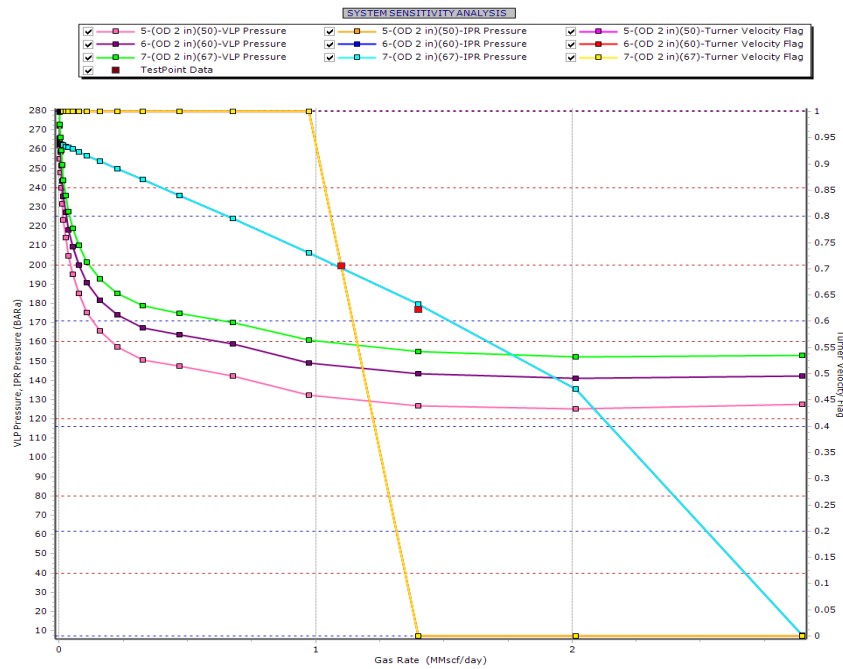


Figure 3.10 : courbe de performance de puits pour différentes valeurs de WHP (OD=2 ")

Tableau 3.7: les résultats de la sensibilité sur la WHP pour le diamètre 2 pouce

Tubing OD	WHP (bar)	Qgas (MMscf/d)	Qcond (bbl/d)	Liquid Loading
2	50	2.08	55	No
2	60	1.93	51	No
2	67	1.76	46	No

Les résultats montrent que l'exécution de la velocity string avec un diamètre extérieur OD = 2 "éliminerait le problème de chargement de liquide avec une amélioration de la production.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les réservoirs du gaz MLE et CAFC sont caractérisés par la discontinuité des mêmes couches productrices, ce qui induit une déplétion rapide des réservoirs. La chute de la production des puits MLE-08 et MZLN-07 est due essentiellement à la chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée et qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde.

MLE-08 :	Pr (F6-2) = 218 bars	$P_{\text{rosée}} = 360$ bars
MZLN-07 :	Pr (F6-2) = 265 bars	$P_{\text{rosée}} = 360$ bars
LES-02 :	Pr (TAG-M) = 338 bars	$P_{\text{rosée}} = 320$ bars

L'acquisition et l'analyse des données fusionnées avec l'historique de production de puits ont démontré que la MPP est le seul moyen disponible pour maintenir le MLE-8 en production continu dans les conditions CPF actuelles.

La velocity string avec un diamètre extérieur $OD = 2$ " éliminerait le problème de chargement de liquide dans la colonne de production dans le puits MZLN-07 mais pour des interventions futur sa sera presque impossible.

Le saltwashing effectué sur le puits LES-02 a donné un résultat satisfaisantes avec un gain de 2.3 MMscf /d.

Recommandation

Recommandation

- Faire les opérations de nettoyage sur les puits colmatés pour améliorer le contact au niveau de la liaison couche trou.
- Pour résoudre le problème de liquidloading d'autres solutions peuvent être appliquées telles que : Utilisation surfactant (Foaming)
- Tant que le problème de chargement en liquide ne concerne pas un seul puits : l'installation d'un système de pompage est une solution pour pouvoir produire en mode continu.

Annexe A : pression des réservoirs (SGS)

MZLN-07 (F6-2)

date	Pr (Psia)	Pr (Bars)
24/12/2010	6772,94	467,10
12/03/2010	6802,08	469,11
01/02/2014	5679,55	391,69
15/04/2014	5321,62	367,01
25/06/2014	4969,81	342,75
08/08/2014	4695,28	323,81
13/02/2015	4522,36	311,89
20/03/2016	4102,65	282,94
14/04/2017	3892,00	265,08

LES-02 (TAG-M)

date	Pr (Psia)	Pr (Bars)
24/12/2014	5341,95	368,41
17/05/2016	4958,05	341,93
04/04/2017	4910,78	338,67

MLE-08 (F6-2)

date	Pr (Psia)	Pr (Bars)
06/07/2013	6362	438,76
11/10/2013	5479	377,86
27/01/2014	4090	282,07
31/03/2014	4140	285,52
13/06/2014	3903	269,17
21/10/2014	2859	197,17
20/01/2015	3167	218,41
28/03/2015	2502	172,55
09/05/2017	1847	127,39
28/08/2017	1730	119,31