

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MOUSSI Moumouh

Filière : Hydrocarbures

Option : Production

Thème

**Adaptation de l'analyse du déclin à l'optimisation des performances des puits de STAH
Cas d'étude : Puits Stah-37, Stah-51, Stah-64**

Devant le jury :

Mr. HAMMOUDI TARIK	MCB	UMBB	Président
Mr. SAIFI REDHA	MA	UMBB	Encadreur
Mr. MALEK HACENE	Ingénieur production	SH/Exploration	Examineur
Mr. BENYOUNES KALED	MCA	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2015/2016

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer mon attachement, mon amour et mon affection, je vous offre ce modeste travail en témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous m'avez toujours su me combler

A Mr HAMIDI Rezki,

A mes trois sœurs Fetta, Dahbia et cylvia,

A Melle. HESSAS Asma,

A toute la famille MOUSSI,

A mes amis sans exception,

A mon Promoteur Mr. R .SAIFI,

A tous les enseignants qui ont contribué à ma formation,

MOUSSI Moumouh

Remerciements

Au terme de ce projet de fin d'études, je remercie, en premier lieu, ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la volonté et le courage pour mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon promoteur Mr R. SAIFI pour m'avoir proposé ce thème et pour ses conseils et orientations judicieuses qui m'ont donné une entière satisfaction.

Je remercie également Mr. HAMIDI Rezkî Pour son aide.

Un chaleureux remerciement à tout les ingénieurs de la division engineering & production de la région Stah à leur tête, le Chef de division Mr. AITAMER Ahmed et mon encadreur Mr. ARMANI Raouf ainsi que : Mr. Nafaa Mr. BENLAID Boubakeur, Mr. B.Azziz, Mr. MESSAOUDI Khaled, Mr. TABOUDJKMAT Lounes pour l'aide qu'ils m'ont apporté et leur disponibilité permanente durant toute la durée du stage.

Mes remerciements vont aussi à l'ensemble des enseignants du département gisements miniers et pétrolier qui ont contribué à ma formation.

En définitive, je remercie tout ceux et celles qui ont contribué de prêt ou de loin à la réussite de ce travail.

RESUME

L'objectif principal de tout ingénieur de réservoir et de production est d'optimiser la performance du réservoir et des puits en vue de maximiser la production dans le but d'augmenter les bénéfices économiques. L'analyse du déclin ou l'analyse de production permet au même titre que la simulation de réservoirs et le well testing de caractériser le réservoir et faire les prévisions futures en termes de débit et pression de fond dynamique, ce qui permet de comprendre le comportement futur des puits en vue d'optimiser leur performance.

Dans cette étude, nous avons au premier lieu appliqué l'analyse de déclin sur trois puits à savoir Stah-37, Stah-51, Stah-64 produisant du réservoir Dévonien F-3 situé au champ de Stah. Cette dernière est réalisée en utilisant le logiciel Topaze et dans laquelle on a caractérisé d'une façon moyennée les zones de drainage des trois puits en question en déterminant leurs perméabilités et skins ainsi que leurs rayons de drainage et le produit kh en utilisant les courbes types de BLASINGAME. Des modèles théoriques des historiques de débits et pressions de fond dynamiques sont ensuite générés à l'aide des paramètres précédents, ces derniers sont améliorés en utilisant l'history matching dans le but de les valider et pouvoir faire des prévisions futures avec. Enfin, on est arrivé à notre objectif derrière l'analyse de déclin et qui est l'estimation des pressions réservoir futures pour chaque puits, ceci est effectué en utilisant les pressions de fond dynamiques déterminées à partir du modèle simulé extrapolé au futur ainsi que les caractéristiques précédentes en appliquant la loi de FETKOVICH du moment que le réservoir F-3 est un réservoir sursaturé.

Après avoir estimé les pressions réservoirs futures, on est allé à l'étude de la performance des puits en utilisant le logiciel PIPESIM. On a commencé par la modélisation de ces derniers, ensuite des études de sensibilités sont effectuées dans le but de voir l'impact de l'évolution de certains paramètres sur la production de chaque puits, les paramètres en question sont le déclin de la pression de réservoir estimé à partir de l'analyse de déclin, le déclin de la pression de réservoir avec l'augmentation du water cut ainsi qu'avec la diminution du GOR. Pour finir, et vu la disponibilité du gaz dans le champ d'Alrar on a effectué une étude pour voir l'apport du gas lift sur les puits à l'état actuel et futur.

ABSTRACT

The main objective of any reservoir and production engineer is to optimize wells and reservoirs performance to maximize the production with an aim of increasing economic benefit. Production analysis or decline analysis as well as reservoir simulation and pressure transient analysis is used as a new approach to characterize the reservoir and make the future forecasts in terms of production rate and wellbore flowing pressure which allows a better understanding of the future behavior of the wells to be able optimize their performance.

In this study, we have first of all applied production analysis on three wells; Stah-37, Stah-51 and Stah-64 producing from the Devonian reservoir F-3 located at Stah field. The analysis is carried out using Topaze software and in which we have characterized averagely the drainage area of the three wells by determining their perm abilities and skins as well as the drainage radiuses and the product kh using the BLASINGAME type curves. Theoretical models of the rates and wellbore pressures histories are then generated using the previous parameters. A history matching is performed to these models in the aim of validating them and of being able to make future forecasts with. Finally, we arrived at our aim behind this analysis and which is the estimate of future reservoir pressures of each well, this is done using the future wellbore flowing pressures that we got from the simulated model extrapolated in the future as well as the previous characteristics by applying FETKOVICH law since the Devonian reservoir F-3 in a oversaturated reservoir.

After having estimated future reservoir pressures, a performance study is performed to the wells using PIPESIM software. We have started by three wells modeling, after that sensibility studies are carried out with an aim of seeing the impact of evolution of certain parameters on the production of each well, the parameters in questions are, the decline of future reservoir pressure determiner from the production analysis, the decline of future reservoir pressure with the increase of water cur and with de decrease of GOR. To finish, since the gas is available in Alrar field we have performed a study to see the contribution of gas lift on the wells in the actual and future positions.

Sommaire

Dédicace.....	i
Remerciements.....	ii
Abstract(Résumé).....	iii
Sommaire.....	v
Liste des figures.....	x
Liste des tableaux.....	xiv
Nomenclature.....	xvi
Introduction générale.....	01
Avant propos.....	01
Objectifs du travail.....	01
Plan de la thèse.....	01

PARTIE A Théorie et Littérature

Chapitre 01 : Théorie de l'analyse du déclin.....	03
1.1 Introduction et historique	03
1.2 Méthodes d'analyse du déclin.....	03
1.2.1 Méthodes conventionnelles	03
1.2.1.1 Méthodes d'ARPS	03
1.2.1.2 Méthodes de FETKOVICH (méthode de courbe type).....	05
1.2.2 Méthodes Avancées	07
1.2.2.1 Méthode de BLASINGAME (courbes types de Blasingame)	07
1.2.2.2 Méthode de la pression normalisée	10
1.2.2.3 La méthode du débit-production cumulée normalisés (flowing material balance)	11
1.2.2.4 Utilisation du plot P-Q.....	12

Chapitre 02 : Analyse nodale et performance de réservoir	14
Introduction	14
I. Analyse nodale	
I.1 Introduction	14
I.2 Procédure d'application de l'analyse nodale	15
I.3 Objectifs de l'analyse nodale	17
I.4 Application de l'analyse nodale	17
II. Performance de réservoir	
II.1 Introduction	18
II.2 Méthodes de construction de l'IPR présent	18
II.2.1 Méthode utilisant l'indice de productivité (IP)	18
II.2.2 Méthode de Vogel	21
II.2.3 Méthode de standing (méthode Vogel modifiée)	23
II.2.4 Méthode de Wiggins	24
II.2.5 Méthode de Fétkovich	24
II.2.6 Méthode de Johns, Blout et Glaze	25
II.3 Prédiction des futurs IPR pour les puits d'huile	26
II.3.1 Méthode de Standing	26
II.3.2 Méthode de Fetkovich	27
Chapitre 03 : Performance de puits et gas lift	28
Introduction	28
I Performance de puits	
I.1 Introduction	28
I.2 Modélisation des pertes de charges dans le tubing	28
I.3 Ecoulement diphasique dans le tubing	31
I.3.1 Configurations d'écoulement	31
I.3.2 Paramètres descriptifs de l'écoulement diphasique	32

I.4	Modification de la loi des pertes de charges pour l'écoulement diphasique	34
I.4.1	Le terme de dénivelée.....	34
I.4.2	Le terme de frottement.....	34
I.4.3	Terme d'accélération.....	35
I.5	Corrélations empiriques adaptées au calcul des pertes de charges.....	35
I.5.1	Catégorie 'a'.....	36
I.5.2	Catégorie 'b'	36
I.5.3	Catégorie 'C'.....	38

II. Gas lift

II.1	Introduction.....	44
II.2	Principe du gas lift.....	44
II.3	Types de Gas-Lift.....	45
II.3.1	En fonction du mode d'injection.....	45
I.3.2	En fonction du type de la complétion.....	45
II.3.3	En fonction du circuit d'injection en surface	46
II.4	Les principaux paramètres du gas lift	46
II.4.1	Pression en tête du puits.....	46
II.4.2	Pression du gaz injecté	46
II.4.4	Indice de productivité important et effet skin	46
II.4.3	Profondeur d'injection du gaz	46
II.5	Avantages et inconvénients du gas lift.....	47
II.5.1	Avantages.....	47
II.5.2	Inconvénients.....	47

PARTIE B

PARTIE PRATIQUE

Chapitre 01 : Présentation de la région de STAII	48
1.1 Introduction.....	48

1.2	Site et situation géographique.....	48
1.3	Champs existants.....	49
1.3.1	Champs de STAH	49
1.3.2	Champs d'ALRAR.....	49
1.3.3	L'anneau d'huile d'Alrar.....	50
1.3.4	Champs de MEREKSEN.....	50
1.4	Géologie de la région de STAH.....	51
1.4.1	Description litho-stratigraphique.....	51
Chapitre 02 : Application de l'analyse du déclin sur les puits St-37, ST-51, ST-64.....		56
2.1	Introduction	56
2.2	Description du réservoir F-3.....	56
2.2.1	Géologie.....	56
2.2.2	Petrophysique.....	57
2.2.3	Historique de production.....	57
2.2.4	Régime de drainage dominant dans le réservoir F-3.....	58
2.3	Application de l'analyse du déclin sur les puits ST-37,ST-51,ST-64	59
Méthodologie de travail		59
2.3.1	Aperçu sur Topaze	59
2.3.2	Application sur le puits stah-37	60
a.	Préparation des données.....	60
b.	Introduction de l'historique du débit et pression dans topaze.....	61
c.	Passage des pressions en tête aux pressions de fond dynamiques.....	63
d.	Interprétation.....	66
e.	Modélisation de l'historique du puits.....	67
f.	History matching du modèle.....	67
g.	Extrapolation de la pression de fond dynamique.....	69
h.	Estimation des pressions réservoir futures.....	70

2.3.3	Application sur le puits Stah- 51.....	71
2.3.4	Application sur le puits stah-64	76
Chapitre 03 : Modélisation et optimisation des performances des puits ST-37, ST-51, ST-64.....		81
3.1	Introduction	81
3.2	Aperçu sur le Logiciel PIPESIM.....	81
3.3	Données des testes et de complétion.....	82
3.3.1	Données de la complétion.....	82
3.3.2	Données de jaugeage.....	82
3.3.3	Données des testes de pression	82
3.4	Modélisation des puits avec le logiciel PIPESIM.....	83
3.4.1	Etude de cas : Puits Stah-37.....	83
3.4.2	Application sur les puits Stah-51 et Stah-64.....	90
3.5	Prédiction des performances futures des puits (sensitivity tests).....	91
3.5.1	Variation des paramètres des puits.....	92
3.5.2	Analyse des résultats des testes de sensibilités.....	92
3.6	Optimisation de la performance des puits ST-37, ST-51, ST-64.....	95
3.6.1	Optimisation du gas lift.....	95
Conclusion et recommandations.....		101
Bibliographie.....		xvii
Annexes		
	Annexe 01.....	xviii
	Annexe 02.....	xxiii
	Annexe 03.....	xxiv

Liste de figures

<i>Figure A.1.1: courbes du débit en fonction du temps et la production cumulée dans différentes échelles.....</i>	<i>4</i>
<i>Figure A.1.2: courbe type de FETKOVICH.....</i>	<i>6</i>
<i>Figure A.1.3: un schéma qui montre le principe d'utilisation de \bar{t}.....</i>	<i>8</i>
<i>Figure A.1.4: Courbes de Blasingame.....</i>	<i>9</i>
<i>Figure A.1.5: courbe type de Blasingame.....</i>	<i>10</i>
<i>Figure A.1.6: Loglog plot.....</i>	<i>11</i>
<i>Figure A.1.7: matériel balance plot.....</i>	<i>12</i>
<i>Figure A.1.8: plot P-q.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure A.1.9: exemple réel d'un plot p-q.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure A.2.1: pertes de charges dans le système de production.....</i>	<i>15</i>
<i>Figure A.2.2: illustration du point de fonctionnement.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure A.2.3: différentes positions possible des nœuds.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure A.2.4: Indice de productivité aux différents régimes d'écoulement.....</i>	<i>19</i>
<i>Figure A.2.5: IPR d'un réservoir sous-saturé.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure A.2.6: l'IPR au-dessous de point de bulle.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure A.2.7: $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)$ en fonction de la pression.....</i>	<i>21</i>
<i>Figure A.2.8: illustration des deux possibilités d'enregistrement de p_{wf}.....</i>	<i>22</i>
<i>Figure A.3.1: Visualisation du volume de contrôle.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure A.3.2: Régimes d'écoulement dans le tubing.....</i>	<i>32</i>
<i>Figure A.3.3: graphe N_L vs CN_L.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure A.3.4: graphe $\left(\frac{N_{LV}}{N_{gV}^{0.575}}\right) \left(\frac{P}{P_a}\right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_d}\right)$ vs $\frac{H_L}{\psi}$.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure A.3.5: graphe $\left(\frac{N_{gV} N_L^{0.38}}{N_d^{2.14}}\right)$ vs ψ.....</i>	<i>38</i>
<i>Figure A.3.6 : nombres du régime d'écoulement.....</i>	<i>39</i>
<i>Figure A.3.7 : bubble slip velocity numbers.....</i>	<i>40</i>

<i>Figure A.3.8: slug slip velocity numbers</i>	<i>41</i>
<i>Figure A.3.9: Bubble friction correction</i>	<i>42</i>
<i>Figure A.3.10: Optimisation du débit d'injection du gaz lift</i>	<i>45</i>
<i>Figure A.3.11: profondeur d'injection du gaz lift</i>	<i>47</i>
<i>Figure B.1.1: Carte de La situation géographique de la région de STAH.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure B.1.2: carte des champs existants au niveau de Stah.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure B.1.3: Colonne stratigraphique type de la région de STAH.....</i>	<i>55</i>
<i>Figure B.2.1: historique de production du réservoir F-3 (2006-2015).....</i>	<i>58</i>
<i>Figure B.2.2: capture de la page d'analyse de Topaze.....</i>	<i>59</i>
<i>Figure B.2.3: capture d'écran montrant les données du réservoir (Topaze).....</i>	<i>61</i>
<i>Figure B.2.4: capture d'écran montrant les données de PVT (Topaze).....</i>	<i>62</i>
<i>Figure B.2.5: historiques des débits, production cumulée, pressions en tête du puits ST-37.....</i>	<i>62</i>
<i>Figure B.2.6: capture d'écran de la fenêtre flow correlation matching(Topaze).....</i>	<i>63</i>
<i>Figure B.2.7: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-37.....</i>	<i>64</i>
<i>Figure B.2.8: capture d'écran de la fenêtre flow paramètres(Topaze).....</i>	<i>65</i>
<i>Figure B.2.9: capture d'écran montrant le graphe $p[\text{psia}]$ vs $Q [\text{STB/D}]$ (Topaze).....</i>	<i>65</i>
<i>Figure B.2.10: Blasingame plot du puits ST-37(Topaze).....</i>	<i>66</i>
<i>Figure B.2.11: calage des courbes expérimentales du puits ST-37 sur les courbes types de Blasingame(Topaze).....</i>	<i>66</i>
<i>Figure B.2.12: modèles simulé de l'historique du puits ST-37(Topaze).....</i>	<i>67</i>
<i>Figure B.2.13: capture d'écran de la fenêtre improve de topaze(Topaze).....</i>	<i>68</i>
<i>Figure B.2.14: résultats de l'history matching du puits ST-37(Topaze).....</i>	<i>69</i>
<i>Figure B.2.15 : extrapolation de la pression de fond dynamique du puits ST-37.....</i>	<i>70</i>
<i>Figure B.2.16: historique du puits ST-51.....</i>	<i>72</i>
<i>Figure B.2.17: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-51...</i>	<i>72</i>

<i>Figure B.2.18: calage des données expérimentales du puits ST-51 sur les courbes types de Blasingame(Topaze).....</i>	<i>73</i>
<i>Figure B.2.19: visualisation du model simulé sur l'historique de production du puits ST-51(Topaze).....</i>	<i>74</i>
<i>Figure B.2.20: visualisation de l'history matching du puits ST-51(Topaze).....</i>	<i>74</i>
<i>Figure B.2.21: visualisation de l'extrapolation de P_{wf} du puits ST-51(Topaze).....</i>	<i>75</i>
<i>Figure B.2.22: visualisation de l'historique du puits stah-64(Topaze).....</i>	<i>77</i>
<i>Figure B.2.23: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-64...</i>	<i>77</i>
<i>Figure B.2.24: calage des données expérimentales du puits ST-64 sur les courbes types de Blasingame(Topaze).....</i>	<i>78</i>
<i>Figure B.2.25: visualisation du model simulé sur l'historique de production du puits ST-64(Topaze).....</i>	<i>78</i>
<i>Figure B.2.26: visualisation de l'history matching du puits ST-64(Topaze).....</i>	<i>79</i>
<i>Figure B.2.27: visualisation de l'extrapolation de P_{wf} du puits ST-64(Topaze).....</i>	<i>79</i>
<i>Figure B.3.1: capture d'écran de la fenêtre project Data (PIPESIM).....</i>	<i>84</i>
<i>Figure B.3.2: capture d'écran de la fenêtre single Branch profile Wizard(PIPESIM)....</i>	<i>84</i>
<i>Figure B.3.3: capture d'écran de la fenêtre set units (PIPESIM).....//</i>	<i>85</i>
<i>Figure B.3.4: capture d'écran de la fenêtre fluid properties(PIPESIM).....</i>	<i>85</i>
<i>Figure B.3.5: capture d'écran de la fenêtre montrant le choix de la complétion.....</i>	<i>86</i>
<i>Figure B.3.6 : modèle physique du puits ST-37(PIPESIM).....</i>	<i>86</i>
<i>Figure B.3.7: capture d'écran montant les données introduites et la corrélation choisie pour l'IPR(PIPESIM).....</i>	<i>87</i>
<i>Figure B.3.8: capture d'écran montrant les données de la complétion introduites.....</i>	<i>87</i>
<i>Figure B.3.9: capture d'écran de la fenêtre nodal analysis(PIPESIM).....</i>	<i>88</i>
<i>Figure B.3.10: modèle du puits Stah-37(PIPESIM).....</i>	<i>88</i>
<i>Figure B.3.11: modèle validé du puits Stah-37(PIPESIM).....</i>	<i>89</i>
<i>Figure B.3.12: modèle du puits Stah-51(PIPESIM).....</i>	<i>90</i>
<i>Figure B.3.13: modèle du puits Stah-64(PIPESIM).....</i>	<i>91</i>

Figure B.3.14: teste de sensibilité de la déplétion de la pression de réservoir du puits ST-37(PIPESIM)..... 93

Figure B.3.15: teste de sensibilité de la déplétion de P_r avec le water cut du puits ST-37(PIPESIM)..... 93

Figure B.3.16: courbe de performance du gas lift du puits ST-64(PIPESIM)..... 96

Figure B.3.17: courbe de performance du gas lift du puits ST-51(PIPESIM)..... 97

Liste des tableaux

<i>Tableau A.1.1: résumé des équations d'Arps.....</i>	<i>5</i>
<i>Tableau A.3.1 : classification des corrélations de pertes de charges.....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau B.2.1: Caractéristiques petrophysiques du réservoir F-3.....</i>	<i>57</i>
<i>Tableau B.2.2: caractéristiques du réservoir et du fluide du puits ST-37.....</i>	<i>61</i>
<i>Tableau B.2.3: résultats de calcul des corrélations.....</i>	<i>64</i>
<i>Tableau B.2.4: paramètre initial du model.....</i>	<i>67</i>
<i>Tableau B.2.5: méthodes de l'history matching.....</i>	<i>68</i>
<i>Tableau B.2.6: paramètres finaux caractéristiques de la zone de drainage du puits ST-37.....</i>	<i>69</i>
<i>Tableau B.2.7: valeurs future de p_{wf} du puits ST-37.....</i>	<i>70</i>
<i>Tableau B.2.8: pressions de réservoir futures estimées pour le puits ST-37.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau B.2.9: caractéristiques du réservoir et des fluides du puits ST-51.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau B.2.10: résultats de calcul des corrélations du puits ST-51.....</i>	<i>73</i>
<i>Tableau B.2.11: résultats du matching du puits ST-51.....</i>	<i>73</i>
<i>Tableau B.2.12: caractéristiques améliorées du puits ST-51.....</i>	<i>75</i>
<i>Tableau B.2.13 : prévisions futures de P_{wf} du puits ST-51.....</i>	<i>75</i>
<i>Tableau B.2.14: pressions du réservoir futures estimées pour le puits ST-51.....</i>	<i>76</i>
<i>Tableau B.2.15: données sur le fluide et le puits ST-64.....</i>	<i>76</i>
<i>Tableau B.2.16: résultats de calcul des corrélations pour le puits ST-64.....</i>	<i>77</i>
<i>Tableau B.2.17: résultats du matching des données du puits ST-64.....</i>	<i>78</i>
<i>Tableau B.2.18: caractéristiques améliorées du puits ST-64.....</i>	<i>79</i>
<i>Tableau B.2.19: prévisions futures de P_{wf} du puits ST-64.....</i>	<i>80</i>
<i>Tableau B.2.20: pressions du réservoir estimées pour le puits ST-64.....</i>	<i>80</i>

<i>Tableau B.3.1: données de la complétion des puits.....</i>	<i>81</i>
<i>Tableau B.3.2: données de jaugeage des puits.....</i>	<i>81</i>
<i>Tableau B.3.3: données des testes de pression des puits.....</i>	<i>81</i>
<i>Tableau B.3.4 :Ecart relatif entre les données expérimentales et calculés du puits Stah-37.....</i>	<i>88</i>
<i>Tableau B.3.5: résultats de calcul des puits ST-51, ST-64.....</i>	<i>90</i>
<i>Tableau B.3.6 : l'impact de diminution de P_r et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-37.....</i>	<i>93</i>
<i>Tableau B.3.7 :L'impact du déclin de P_r, GOR et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-64.....</i>	<i>93</i>
<i>Tableau B.3.8: L'impact du déclin de P_r, GOR et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-51.....</i>	<i>94</i>
<i>Tableau B.3.9 : Paramètres du gas lift.....</i>	<i>95</i>
<i>Tableau B.3.10: Profondeur d'injection maximale.....</i>	<i>95</i>
<i>Tableau B.3.11 : Débits maximaux et optimaux des puits étudiés (cas de base 2016)....</i>	<i>97</i>
<i>Tableau B.3.12: production avec et sans gas lift du puits ST-51.....</i>	<i>98</i>
<i>Tableau B.3.13: production avec et sans gas lift du puits ST-37.....</i>	<i>98</i>

Nomenclatures

Symbole	Désignation
D	Taux de déclin, %/an
D_i	Taux de déclin initial, %/an
b	Constante d'ARPS
t_{Dd}	Temps de déclin adimensionnel
t_D	Temps adimensionnel
r_{wa}	Rayon apparent du puits, ft
S	Skin
\emptyset	Porosité, fraction
μ	viscosité, Cpo
H	hauteur utile de la formation, ft
K	perméabilité de la formation, md
B_o	facteur volumique de fond d'huile, STB/RB
t	Temps de production, day
\bar{t}	Temps de bilan matière, day
P_{SS}	Pseudo-steady state
$b_{o,pss}, m_{o,pss}$	Constantes du modèle de Blasingame
C_A	Coefficient de forme
IP	Indice de productivité, STB/ day/psi
$q_{o,max}$	Débit maximal d'huile, STB/day
AOP	Absolute open flow, STB/day
P_b	Pression de bulle, psig
q_{ob}	Débit d'huile correspondant à la pression de bulle, STB/day
$q_{o,max F}$	Débit futur d'huile maximal, STB/day
$P_{r,F}$	Pression future du réservoir, psig

$P_{r,p}$	Pression du réservoir actuelle, Psig
FE	Flow efficiency
P_{wf}^*	Pression de fond idéale, psig
P_{wf}	Pression de fond réel, psig
$q_{w,max}$	Débit maximal d'eau, STB/day
$f(p)$	Fonction de pression
k_{ro}	Perméabilité relative d'huile, fraction
f	Facteur de frottement
prf	Profondeur du puits, m
$(B_o)_{pb}$	Facteur volumique d'huile mesuré au points de bulle, STB/RB
$(\mu_o)_{pb}$	Viscosité d'huile au point de bulle, Cpo
ID	Inside diameter, in
\bar{p}_r	Pression moyenne du réservoir, psi
C_t	Compressibilité d'huile, psi^{-1}
IPR	Inflow performance relationship
VLP	Vertical lift performance
Q_L	Débit du liquide produit, sm^3/day

Introduction générale

Avant propos

L'étude de gisement a pour objectif d'établir un plan de développement, permettant d'optimiser la production d'un champ pétrolier. Pour se faire, il faudrait connaître et définir les caractéristiques de notre gisement (perméabilité, skin, rayon de drainage, volume...etc).

Du moment que le réservoir est quasi inaccessible, pour aboutir à le caractériser il faudrait se contenter des données récoltées des différents puits à travers les différents essais (well test) effectués, dont le principe consiste à mesurer les débits et pressions des fluides en tête et au fond du puits pour une durée de temps relativement courte.

En effet, une nouvelle approche se basant sur l'historique du débit et de pression au fond du puits, est introduite dans l'étude de gisements. Celle-ci présente un objectif similaire à celui du well test, mais avec l'avantage de faire les prévisions futures des pressions réservoir et débits de production et ceci grâce évidemment aux différentes méthodes avancées développées sur une base purement théorique (méthode de Blasingame) il s'agit de l'analyse du déclin ou l'analyse de production.

Objectifs du travail

Les objectifs de ce modeste travail sont illustrés comme suit :

- Comprendre la théorie des différentes méthodes de l'analyse du déclin ainsi que leur importance dans l'ingénierie du réservoir.
- Adaptation de l'analyse du déclin au traitement des données de trois puits du champ de Stah, dans le but d'identifier les caractéristiques de leurs zones de drainages, ainsi que les pressions réservoir futures qui sont d'une grande importance dans la prédiction des comportements futurs des puits.
- Comprendre les écoulements polyphasiques dans le tubing, les pertes de charge dans le réservoir et la colonne de production, ainsi que l'importance de l'analyse nodale et le gaz lift dans l'optimisation de la performance des puits.
- Apprendre les deux logiciels Topaze et PIPESIM.

Plan de la thèse

Le reste de cette thèse est structuré comme suit :

PARTIE A

Théorie et Littérature

Chapitre 01 : **Théorie de l'analyse du déclin** décrit les différentes méthodes conventionnelles et avancées adaptées à l'analyse du déclin de production ; les méthodes sont

INTRODUCTION GENERALE

abordées d'une façon chronologique tout en illustrant l'apport de chacune, ainsi que son objectif.

Chapitre 02 : **Analyse nodale et performance de réservoir** ce chapitre explique en premier lieu la procédure, les objectifs et les applications de l'analyse nodale, ensuite les différentes méthodes et corrélations adaptées à la construction des IPR présents et futures sont abordées.

Chapitre 03 : **Performance de puits et gas lift** donne une brève description sur le gas lift, ainsi que les différentes configurations d'écoulements diphasique et catégories de corrélations adaptées aux calculs des pertes de charge dans le tubing.

PARTIE B

PARTIE PRATIQUE

Chapitre 01 : **Description de la région de Stah** ce chapitre décrit la situation géographique de la région de stah, ses conditions climatiques, ainsi que les différents champs de la cette région et sa géologie.

Chapitre 02 : **Application de l'analyse du déclin sur les puits ST-37, ST-51, ST-64** dans ce chapitre l'analyse du déclin est appliquée sur les puits Stah-37, Stah-51 et Stah-64 et l'interprétation a permet d'avoir les caractéristiques moyennes de chaque zone de drainage, ainsi que les prévisions futures des pressions réservoir pour chaque puits.

Chapitre 03 : **Modélisation et optimisation da la performance des puits ST-37, ST-51, ST-64** décrit les étapes suivies pour la modélisation des puits, ainsi que les études de sensibilité et l'apport du gas lift sur ces derniers.

Conclusion et recommandations

Partie **A**

Théorie et Littérature

1.1 Introduction et historique

L'analyse de l'historique de production a vu le jour en 1920, l'objectif principal derrière cette analyse était de trouver la fonction du déclin appropriée qui s'adapte avec l'historique de production et qui serait en mesure d'assister les revenus des USA au futur.

Au fil des années et avec l'apparition de nouvelles technologies, plusieurs méthodes empiriques et analytiques sont apparues pour améliorer l'efficacité de l'analyse du déclin et pour une meilleure caractérisation et études des performances futures des puits et des réservoirs.

Dans les années 1940, ARPS a publié les premières fonctions du déclin empiriques à savoir, la fonction hyperbolique, harmonique et exponentielle. Ces dernières ont été formulées en considérant une pression de fond constante, et sont valables pour un régime d'écoulement pseudo-permanent.

Dans les années 1960, est venue les premières séries de courbes types, qui supposent une pression de fond constante. La courbe type de FETKOVICK combine deux familles de courbes: une pour la période d'écoulement transitoire et autre pour la période à régime pseudo-permanent, ces courbes types sont largement utilisées pour l'évaluation des formations et des réserves.

Pour tenir compte de la variation de la pression de fond avec le temps, et pour donner plus de précision à l'analyse et au diagnostic, des méthodes avancées ont été publiées par BLASINGAME et AGARWAL-GARDNER, ces dernières sont similaires à la méthode de FETKOVICH du moment qu'elles utilisent les courbes types pour l'interprétation.

En plus des méthodes basées sur les courbes types, d'autres méthodes analytiques modernes sont apparues à savoir celle du **flowing material balance**. Cette méthode est très efficace dans l'estimation des réserves en place.

1.2 Méthodes d'analyse du déclin

1.2.1 Méthodes conventionnelles

1.2.1.1 Méthodes d'ARPS

Arps (1946, 1956) a appliqué un traitement mathématique pour fusionner les travaux et les concepts déjà fait pour unifier la théorie d'analyse du déclin.

Il a défini le taux de changement du débit en terme du taux de déclin D comme suit:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \dots\dots\dots (A.1.1)$$

CHAPITRE 01 : THEORIE DE L'ANALYSE DU DECLIN

Il a aussi défini le changement de l'inverse du taux de déclin avec le temps en terme de composant b comme suit:

$$b = \frac{d(\frac{1}{D})}{dt} \dots\dots\dots(A.1.2)$$

Le terme b devrait rester constant lorsque le débit chute de la valeur initiale à une certaine valeur ultérieure. Cependant, dans plusieurs cas, la valeur de b change avec le changement des conditions opérationnelles. Cette variation impose la subdivision de l'historique du puits en segments dont chacun représente une valeur de b.

Arps alors a développé à partir des valeurs de D et b des équations représentant les déclin de production hyperbolique, harmonique et exponentielle. Il a défini :

- (I) $b=0$ pour le model exponentiel, pour lequel le taux de déclin D est constant.
- (II) $0 < b < 1$ pour le model hyperbolique.
- (III) $b=1$ pour le model harmonique.

Le model exponentiel, aussi dit (déclin constant), est le plus utilisé car il est fréquemment observé dans l'analyse des données de production. Le modèle hyperbolique est utilisé dans le cas d'un déclin anticipé, c'est-à-dire la chute de production commence tôt. Certains cas ne peuvent pas être modélisé en utilisant un model exponentiel. Le model harmonique est un cas spécial de l'hyperbolique, il est souvent rencontré dans les puits horizontaux, dans le cas d'un régime de drainage à water drive actif.

Dans la figure ci-dessous est montré l'évolution du débit en fonction du temps d'une part et en fonction de la production cumulé d'autre part dans les différentes échelles à savoir, le cartésien, le semi-logarithmique et l'échelle logarithmique.

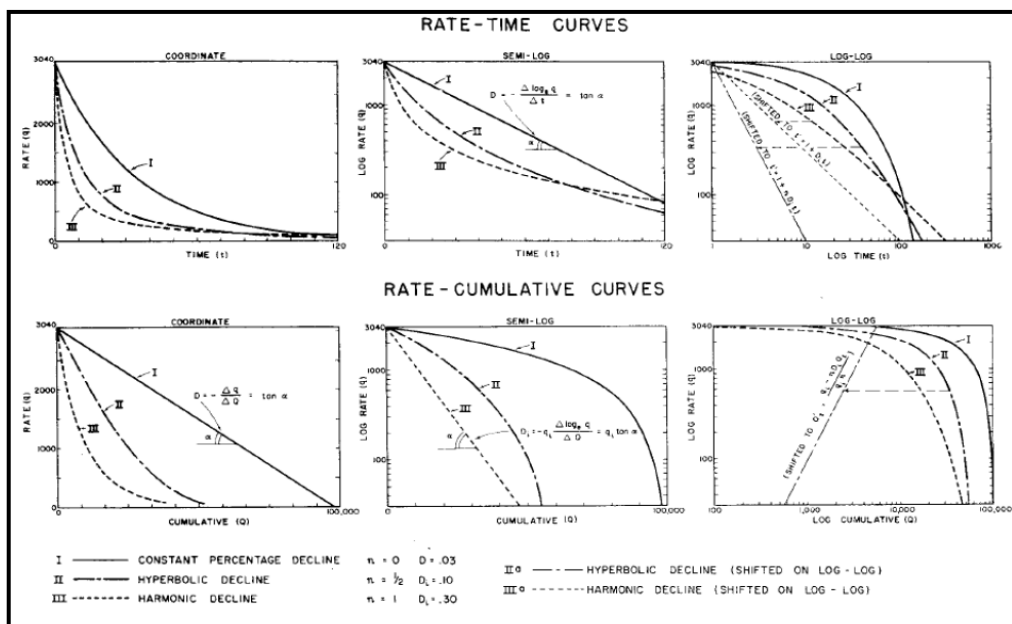


Figure A.1.1: courbes du débit en fonction du temps et la production cumulée dans différentes échelles

CHAPITRE 01 : THEORIE DE L'ANALYSE DU DECLIN

Le tableau ci-dessous résume la relation entre le taux du déclin D , le débit de production, le temps et la production cumulée pour chaque type de déclin.

	Decline Rate	Producing Rate, q	Elapsed Time, t	Cumulative Production, Q_c
Exponential	$\frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)}{t}$	$q_i e^{-D_i t}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)}{D_i}$	$\frac{q_i - q_t}{D_i}$
Hyperbolic	$\frac{D_i}{D_t} = \left(\frac{q_i}{q_t}\right)^b$	$\frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$\frac{\left(\frac{q_i}{q_t}\right)^b - 1}{bD_i}$	$\frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_t}{q_i}\right)^{1-b} \right]$
Harmonic	$\frac{D_i}{D_t} = \frac{q_i}{q_t}$	$\frac{q_i}{1 + D_i t}$	$\frac{q_i - q_t}{D_i q_t}$	$\frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$

q_i - initial production rate D_i - initial decline rate
 q_t - production rate at time t D_t - decline rate at time t

Tableau A.1.1: résumé des équations d'Arps

1.2.1.2 Méthodes de FETKOVICH (méthode de courbe type)

En 1980, FETKOVICH a mis en évidence la définition des courbes types, Il a combiné les solutions analytiques de l'écoulement transitoire avec l'équation d'ARPS de l'écoulement pseudo permanent (pseudo-steady-state flow) avec b variant de 0 à 1. La motivation derrière ce travail était de trouver une technique de calage applicable à la fois pour les données enregistrées durant la période transitoire et ceux de la période à écoulement pseudo-permanent. En représentant les deux périodes à la fois, les courbes types auraient évités le calage incorrect des données transitoires sur la courbe de déclin d'Arps.

Les courbes types de FETKOVICH sont conçues pour les liquides peu compressibles et des pressions de fond dynamiques constantes, ceci est dû principalement à l'absence d'outils qui permettent l'enregistrement des pressions avec le temps. Au premier temps, seul le débit est représenté dans la courbe. Cependant, pour améliorer le calage et réduire l'effet de bruit, les courbes de la production cumulée ont été introduite parallèlement avec celle du débit.

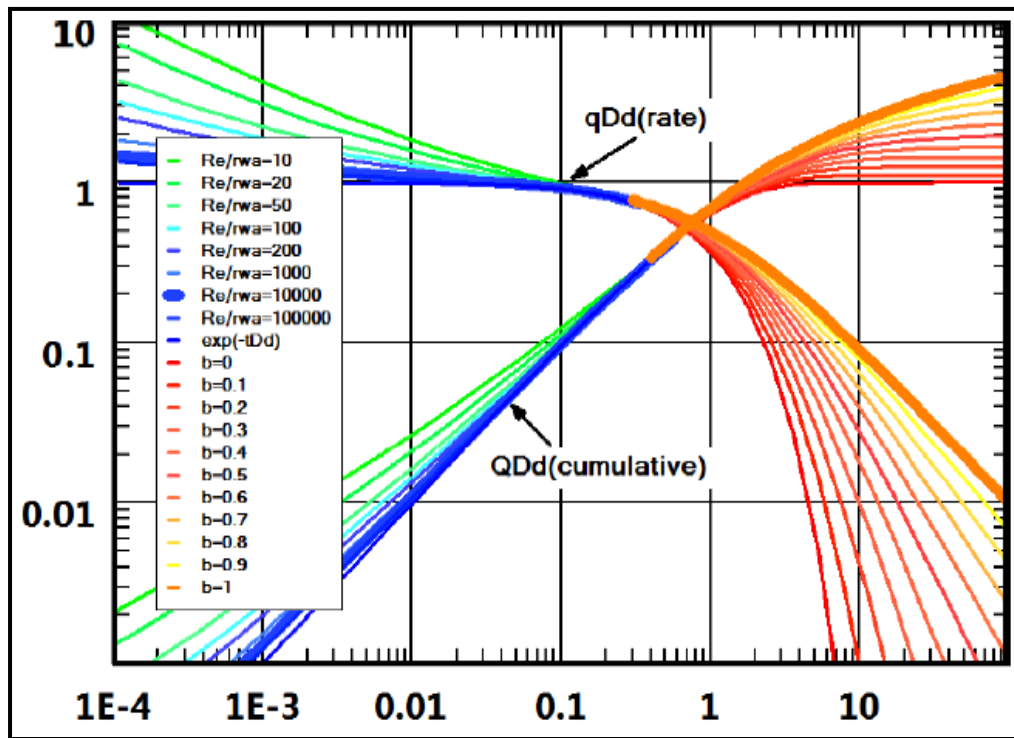


Figure A.1.2: courbes types de FETKOVICH

La figure ci-dessus mis en évidence les deux périodes discutées précédemment à savoir la période transitoire à gauche (couleur verte à bleue) et la période à écoulement pseudo-permanent à droite de la figure (rouge à orange).

Les courbes types mettent en évidence le débit du déclin (q_{Dd}) et la production cumulée (Q_{Dd}) adimensionnels en fonction du temps de déclin adimensionnel (t_{Dd}). Ces derniers peuvent être exprimés en fonction des paramètres de la fonction d'Arps ou ceux de la réponse transitoire.

Les équations ci-dessous sont exprimées dans le système d'unités pratiques :

➤ **Temps :**

Temps adimensionnel du déclin :

$$t_{Dd} = D_i t \dots \dots \dots (A.1.3)$$

Temps adimensionnel:

$$t_D = \frac{0.00634 kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \dots \dots \dots (A.1.4)$$

t_{Dd} et t_D sont reliés par l'équation suivante:

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \dots \dots \dots (A.1.5)$$

Avec :

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots(A.1.6)$$

➤ **Débit :**

Débit du déclin adimensionnel:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \dots\dots\dots(A.1.7)$$

Débit adimensionnel :

$$q_D = \frac{141.2q(t)\mu B}{kh(p_i - p_w)} \dots\dots\dots(A.1.8)$$

q_{Dd} et q_D sont reliés par

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right] \dots\dots\dots(A.1.9)$$

a. Objectifs des courbes types de FETKOVICH

- L'introduction des courbes types dans l'analyse du déclin a pour but principal de caractériser le réservoir, c'est-à-dire, déterminer sa perméabilité, son skin, son rayon de drainage.
- Déterminer la quantité des hydrocarbures économiquement récupérables ainsi que d'autres prévisions futures.

b. Limitations des courbes types de FETKOVICH

Comme on a cité précédemment, la méthode de FETKOVICK se fonde sur l'hypothèse de la pression de fond dynamique constante, ce qui fait que les paramètres estimés et les prévisions sont entachés d'erreurs.

Elles sont applicables uniquement pour les liquides.

Suite à ces limitations, l'introduction de méthodes avancées fut obligatoire pour une meilleure étude de la performance des puits et des réservoirs.

1.2.2 Méthodes Avancées

1.2.2.1 Méthode de BLASINGAME (courbes types de Blasingame)

Avec le développement des méthodes de mesures de l'historique de la pression, son introduction dans l'analyse du déclin était primordiale. Pour cela Blasingame a développé un modèle analytique en introduisant le concept de temps de bilan matière pour que l'analyse soit indépendante des contraintes de productions tel que la variation du débit et la pression.

➤ **Temps de bilan matière**

Il est la valeur du temps que le puits devrait écouler au rythme (débit) actuel pour produire la même quantité de fluide (et donc honorer le principe de bilan matière). Dans l'illustration ci-dessous, la production cumulée est représentée par l'aire sous la courbe. La définition du temps de bilan matière est de nature à rendre ces zones identiques.

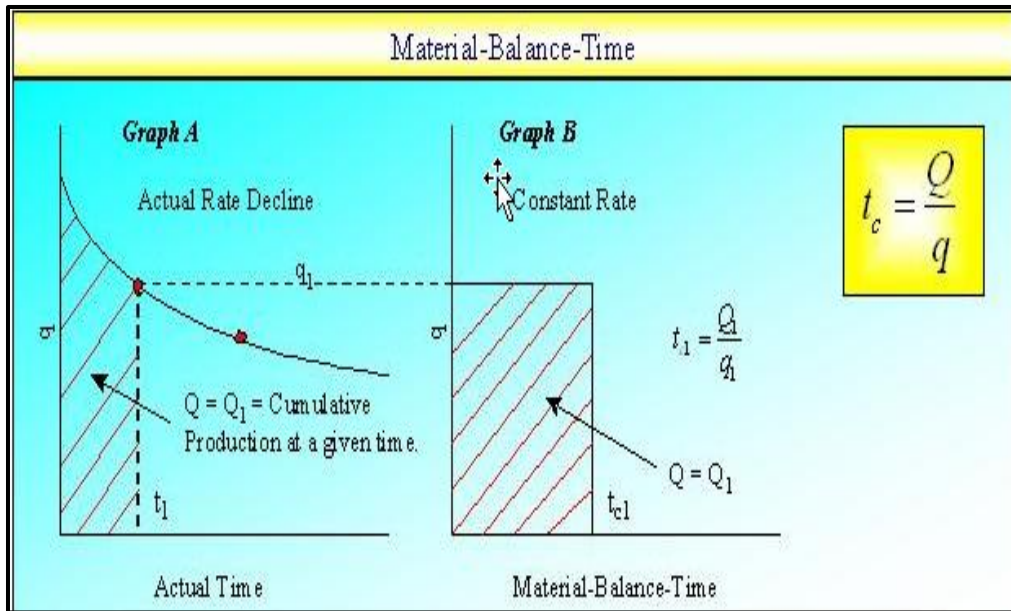


Figure A.1.3: un schéma qui montre le principe d'utilisation de \bar{t}

Le model développé par Blasingame est le suivant :

$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{1}{b_{o,pss} + m_{o,pss} \bar{t}} \dots \dots \dots (A.1.10)$$

Avec :

$$m_{o,pss} = \frac{1}{Nc_t} \frac{B_o}{B_{oi}} \dots \dots \dots (A.1.11)$$

$$b_{o,pss} = 141,2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right] \dots \dots \dots (A.1.12)$$

Et

$$\bar{t} = \frac{N_p}{q} \dots \dots \dots (A.1.13)$$

Basé sur le model ci-dessus, Blasingame a introduit des courbes types qui peuvent être appliquées pour le cas de la présence de l'historique de pression de fond.

Dans le but d'améliorer la qualité d'analyse est pour un meilleur diagnostique, la dérivée de Bourdet a été introduite. Bien que, dans ce cas, et pour une meilleur précision

(avoir une courbe relativement lissée), la dérivé n'est pas appliqué au débit normalisé lui même mais à son intégral. Plus précisément, les courbes de Blasingame montre la représentation du :

➤ **Débit normalisé**

$$PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} \dots \dots \dots (A.1.14)$$

➤ **Intégrale du débit normalisé** : L'intégral du débit peut être considéré comme le débit moyen auquel le puits a produit jusqu' à un moment particulier. C'est la moyenne cumulative du débit normalisé une fois tracé en fonction du temps de bilan matière.

$$PI_{int} = \frac{1}{\bar{t}} \int_0^{\bar{t}} PI(\tau) d\tau = \frac{1}{\bar{t}} \int_0^{\bar{t}} \frac{q(\tau)}{p_i - p_w(\tau)} d\tau \dots \dots \dots (A.1.15)$$

➤ **Dérivé de l'intégrale du débit normalisé** : Elle est définie comme étant la drivée semi logarithmique de la fonction intégrale de débit.

$$PI \text{ int derivative} = \frac{\partial(PI_{int})}{\partial \ln(\bar{t})} \dots \dots \dots (A.1.16)$$

Les trois courbes sont représentées en fonction de \bar{t} dans une échelle logarithmique.

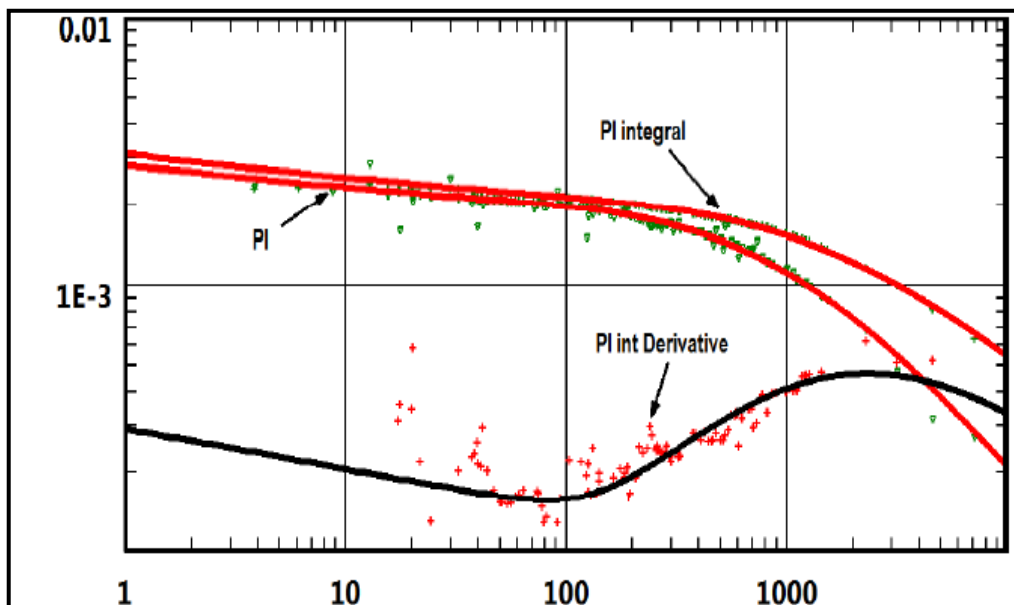


Figure A.1.4: Courbes de Blasingame

Blasingame à son tour à mis en évidence des courbes types qui servent au calage du model du puits expérimentale avec un modèle théorique. Cette dernière est avant tout un outil de diagnostique ou la transition du régime transitoire au régime pseudo-permanent est facilement remarquable, du moment que dans le régime pseudo-permanent l'allure de l'intégrale et sa dérivé présentent une droite pente égale à (-1).

Un avantage important de cette méthode est que les courbes types utilisées pour le calage sont semblables à celles utilisées par Fetkovich, sans nécessité de la déplétion empirique. Lorsque les courbes type sont tracées en utilisant la fonction du temps superposé de Blasingame, le déclin exponentiel analytique de Fetkovich devient harmonique. Lors du traçage de l'inverse de la Pwf en fonction du temps, la déplétion pseudo-permanente à un débit constant suit un déclin harmonique aussi.

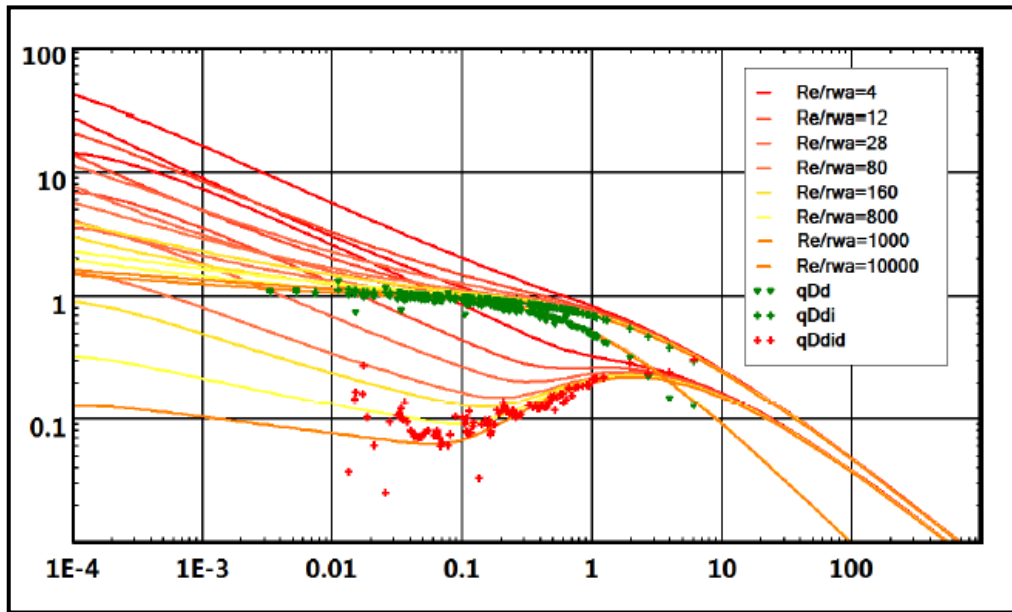


Figure A.1.5: courbe type de Blasingame

1.2.2.2 Méthode de la pression normalisée

Pour performer davantage l'analyse du déclin et le diagnostic, le concept de la pression normalisée fut introduit, cette méthode utilise au même titre que la méthode ci-dessus la dérivée de Bourdet appliqué sur l'intégrale de la pression normalisée. Elle représente un outil de diagnostic très robuste pour les déclins dont les données sont peu dispersées, avec le même principe d'interprétation des essais de puits. La solution exige d'employer une courbe intégrale de pression comme pour l'analyse des données bruyantes de déclin.

➤ **La pression normalisée** : définie comme suit:

$$PN = \frac{p_i - p_w(t)}{q(t)} \dots\dots\dots(A.1.17)$$

➤ **L'intégrale de la pression**

$$PNI = \frac{1}{\bar{t}} \int_0^{\bar{t}} \frac{p_i - p_w(\tau)}{q(\tau)} d\tau \dots\dots\dots(A.1.18)$$

➤ **La dérivée de la pression normalisée**

$$PNI \text{ derivative} = \frac{\partial(PNI)}{\partial \ln(\bar{t})} \dots\dots\dots (A.1.19)$$

En effet, l'intégrale de la pression normalisée et sa dérivée sont les plus utilisées pour l'interprétation car d'une part ils sont plus sensibles à tout changement de régime d'écoulement, d'autre part la pression normalisée toute seule est sensible aux différentes erreurs de mesures.

La figure ci-dessous montre l'allure des courbes de la fonction intégrale et sa dérivée en fonction du temps de bilan matière \bar{t} dans une échelle logarithmique.

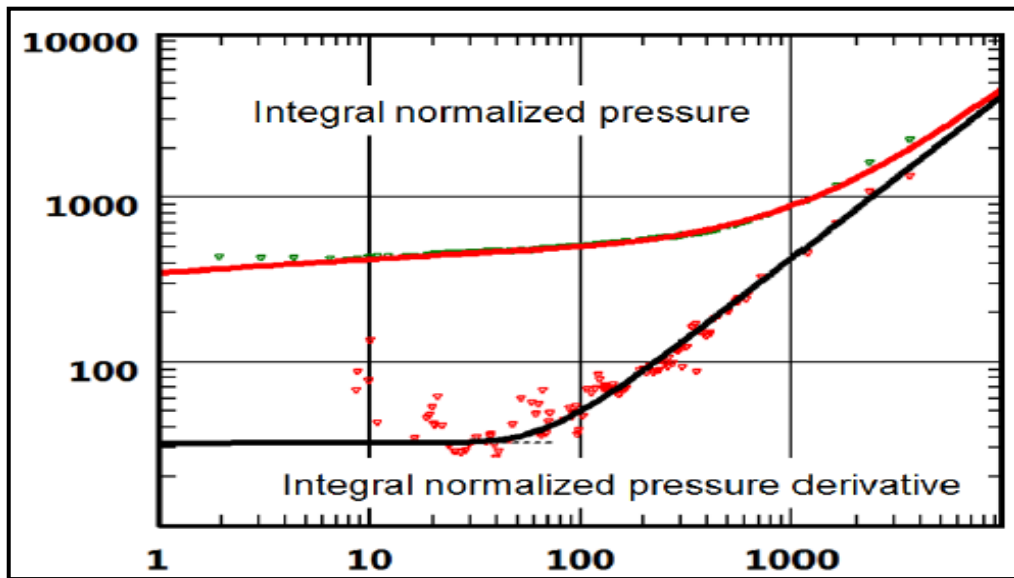


Figure A.1.6: Loglog plot

1.2.2.3 **La méthode du débit-production cumulée normalisés (flowing material balance)**

Cette méthode est très moderne, elle utilise le concept du débit normalisé et la production cumulée normalisé définies comme suit:

➤ **Débit normalisé**

$$PI = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)} \dots\dots\dots (A.1.20)$$

➤ **Production cumulée normalisée**

$$N_{pn} = \frac{N_p}{C_t(p_i - p_w(t))} \dots\dots\dots (A.1.21)$$

Les paramètres ci-dessus sont reliés par l'équation suivante

$$PI = -N_{pn} \frac{1}{Nb_{pss}} + \frac{1}{b_{pss}} \dots\dots\dots (A.1.22)$$

Avec :

$$b_{pss} = \frac{141.2B\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots\dots\dots (A.1.23)$$

Procédure de la méthode

- Calcul de la production cumulée normalisée N_{pn}
- Représentation du débit normalisé en fonction de N_{pn}
- Extrapolation linéaire vers l'axe des abscisses, cette intersection représente la quantité d'huile en place. Comme montré dans la figure ci-dessous.

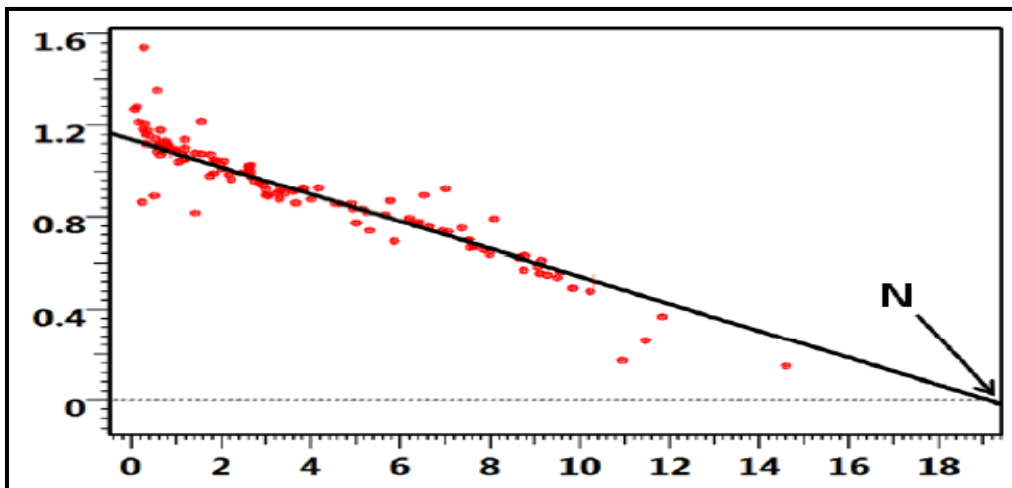


Figure A.1.7: matériel balance plot

- La quantité d'huile récupérable peut être estimée en utilisant un facteur de récupération.

1.2.2.4 Utilisation du plot P-Q

La plupart des méthodes d'analyse citées auparavant exige l'écoulement en régime pseudo-permanent. Kabir et al ont présenté une courbe cartésienne de P en fonction de q qui fournit une manière simple de diagnostic.

La vie productrice d'un puits peut être divisée en trois types de comportements:

- L'écoulement radial infini –temporaire.
- Une période où la production est maintenue et imposée par la complétion.
- L'état pseudo permanent, lorsque l'effet des limites domine.

Pendant le P.S.S, on démontre que la pente dp/dq est régie par l'équation :

CHAPITRE 01 : THEORIE DE L'ANALYSE DU DECLIN

$$\frac{dp_{wf}}{dq} = \frac{0.2339 Bq}{\phi h A c_t} \frac{dp}{dq} \dots\dots\dots(A.1.24)$$

Dans un système fermé ou le débit est caractérisé par un déclin exponentiel, la pente dp/dq sera constante et en fonction du volume drainé.

La représentation typique de P en fonction de q est illustrée dans la figure suivante :

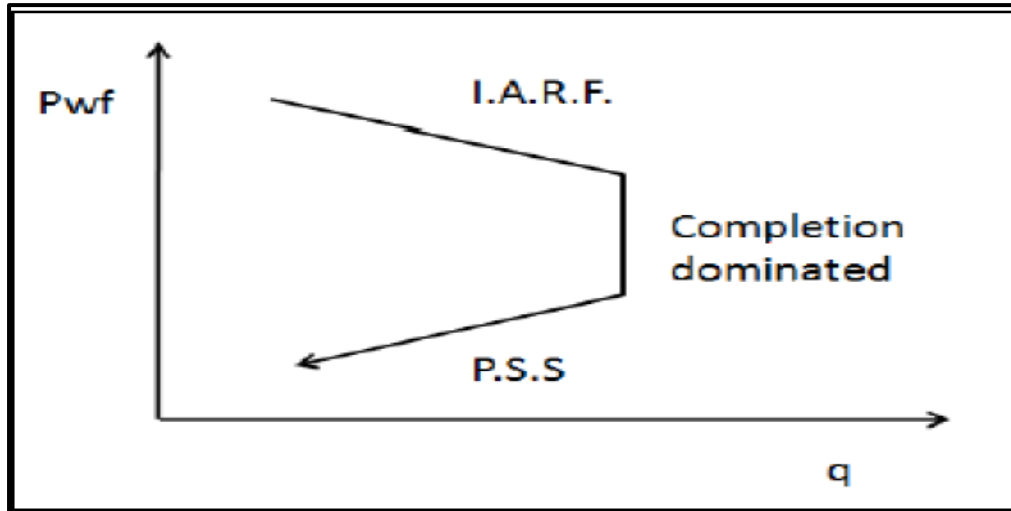


Figure A.1.8: plot P-q

Cela permet de citer les divers types de comportements sur un p -q plot. Puis, l'ensemble adéquat des points peut être choisi pour être employé dans les méthodes correspondantes.

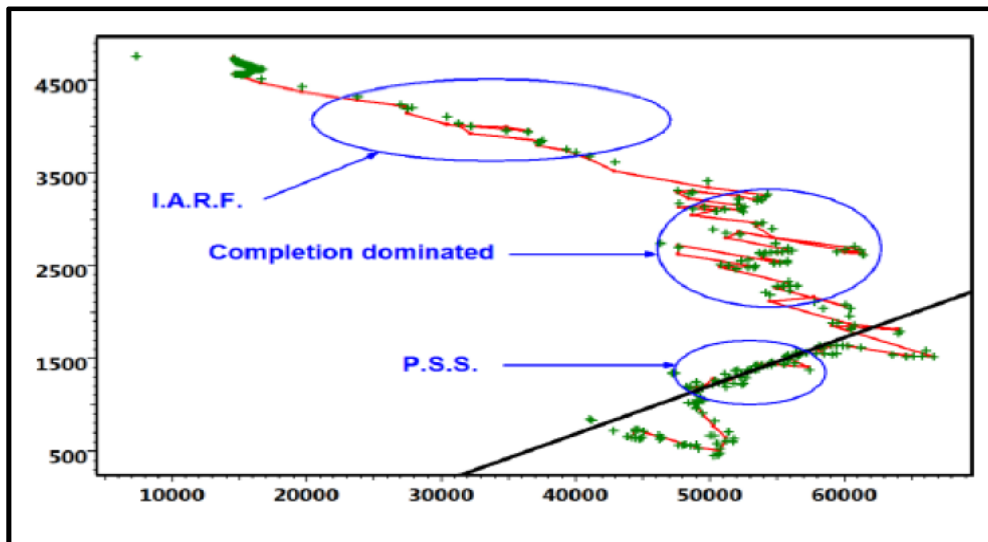


Figure A.1.9: exemple réel d'un plot p-q

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

Introduction

Ce chapitre est subdivisé en deux sous chapitres à savoir:

1. L'analyse nodale : dans lequel on va aborder la procédure, les objectifs et les applications cette technique.
2. Performance de réservoir : on va mettre en évidence les différentes méthodes et corrélations permettant de construire les IPR présents et futures des puits.

I. ANALYSE NODALE

I.1 Introduction

L'Analyse nodale est un outil puissant permettant d'évaluer le système de production (allant du réservoir jusqu'au séparateur) et de prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation employée pour analyser les problèmes de production et améliorer la performance des puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

Les contours de base de l'analyse Nodale ont été donnés en premier lieu par Gilbert en 1954. L'usage pratique des idées de Gilbert a été limité à cause de la restriction des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser la performance des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

Les principales composantes du système de production ainsi que les pertes de charges pouvant avoir lieu dans tout le système allant du réservoir jusqu'au séparateur sont illustrés dans la figure suivante :

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

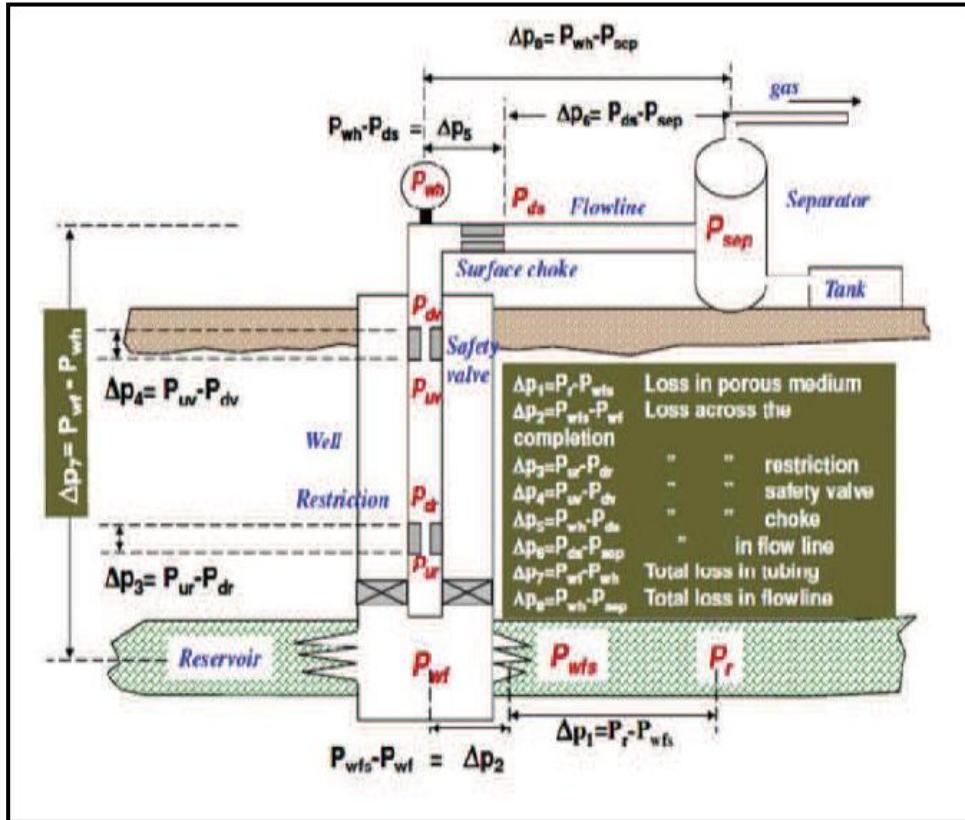


Figure A.2.1: pertes de charges dans le système de production

I.2 Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments en interaction. 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 ci-dessous (*figure A.2.3*). Tous les composants en amont du nœud représentent la section Inflow, alors que la section Outflow est constituée 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 le nœud est sélectionné, la pression à ce dernier est déterminée comme suit:

- Inflow : $P_{node} = P_r - \Delta p$
- Outflow : $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$ ou $P_{node} = P_{tete} + \Delta p$

Les pertes de charges dans n'importe quel élément du système varie avec le débit, une représentation de la pression au nœud en fonction du débit produit deux courbes (inflow et outflow) dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées précédemment; il s'agit du point de fonctionnement du système (*figure A.2.2*).

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

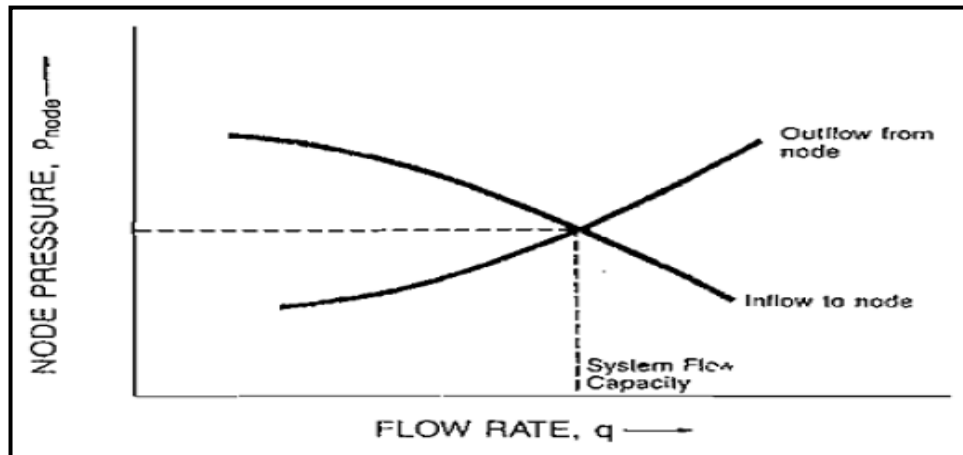


Figure A.2.2: illustration du point de fonctionnement

Le 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 au niveau des composantes se situant à l'amont du nœud, 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 bien que, les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou du changement des conditions de séparation.

La procédure d'application de l'analyse nodale est résumée comme suit:

- Choisir les composantes à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans la composante choisie.
- générer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- collecter les données nécessaires pour la construction des deux courbes d'inflow et d'outflow.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composantes choisies en traçant l'inflow ou l'outflow.

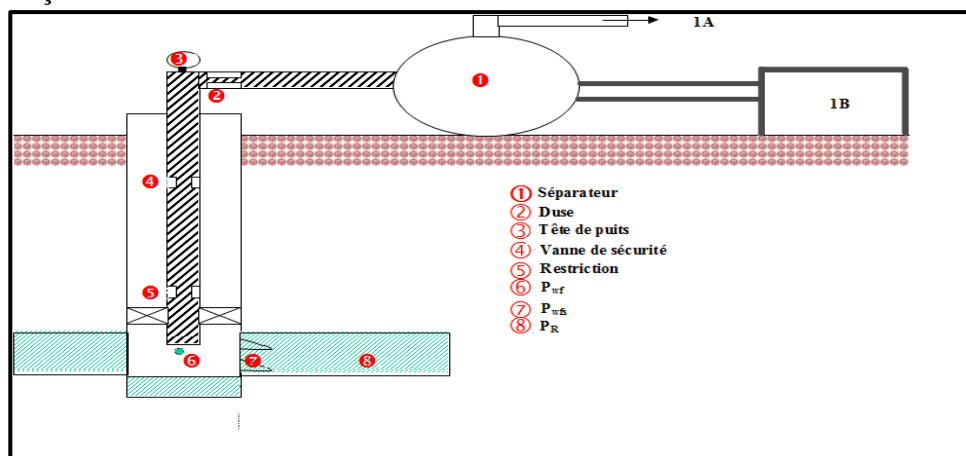


Figure A.2.3: différentes positions possible des nœuds

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

I.3 Objectifs de l'analyse nodale

L'analyse nodale a pour objectifs de:

- Déterminer le débit maximal de production d'un puits d'huile ou de gaz tout en tenant en considération la géométrie et la complétion de ce dernier (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (généralement 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 ; vérifier son effet (positif ou négatif) sur le débit de production.
- l'identification rapide par le personnel de la gestion des paramètres sur lesquels il faudrait agir pour améliorer le taux de production des puits.

I.4 Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour trouver les meilleures configurations opérationnelles permettant de maximiser la production des puits d'huile ou de gaz, ceci consiste à optimiser :

- les dimensions du tubing.
- Les dimensions de réseau de collecte.
- Le gravel pack.
- Le diamètre de la duse.
- La densité des perforations.
- L'équipement d'activation de puits.

L'analyse nodale est aussi applicable pour étudier la performance des puits injecteurs par une modification appropriée aux expressions d'inflow et d'outflow.

II. Performance de réservoir

II.1. Introduction

Le réservoir est la composante la plus importante du système de production ; c'est une partie de la formation géologique poreuse et perméable caractérisée par un système de pression unique tel que la variation de la pression dans un point se répercute sur le réservoir toute entier.

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres tel que, les propriétés de la roche et des fluides, le régime d'écoulement, la saturation en fluide de la roche, l'état du réservoir ; endommagé ou stimulé.

L'écoulement du réservoir vers le puits est dit inflow performance, et la représentation du débit en fonction de la pression de fond dynamique est dite inflow performance relationship ou IPR.

II.2. Méthodes de construction de l'IPR présent

II.2.1. Méthode utilisant l'indice de productivité (IP)

a. Définition de l'indice de productivité

L'indice de productivité peut être défini comme étant le rapport du débit d'huile sur le Draw down appliqué sur le réservoir, ou autrement c'est le nombre de STB par jour produites pour un draw down sur le réservoir d'1 psia. Mathématiquement il est défini comme suit:

$$IP = \frac{q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} \dots\dots\dots(A.2.1)$$

Avec :

q_o : Débit d'huile en STB/day.

\bar{p}_r : Pression moyenne du réservoir en psia.

p_{wf} : Pression de fond dynamique en psia.

b. Détermination de l'indice de productivité

Il peut être déterminé en utilisant l'une des deux méthodes suivantes:

b.1. Utilisation d'un test de stabilisation

Cette méthode consiste en la fermeture du puits jusqu'à ce que la pression statique du réservoir soit atteinte. Puis, ce dernier est ouvert à la production avec un débit constant, la pression de fond dynamique diminue et se stabilise une fois le régime pseudo-permanent est atteint.

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

La pression de fond prise en considération pour le calcul de l'IP est celle enregistrée au cours du régime pseudo-permanent, car durant la période transitoire cette dernière n'est pas stable ce qui va se répercuter sur l'IP comme le montre la figure ci-dessous :

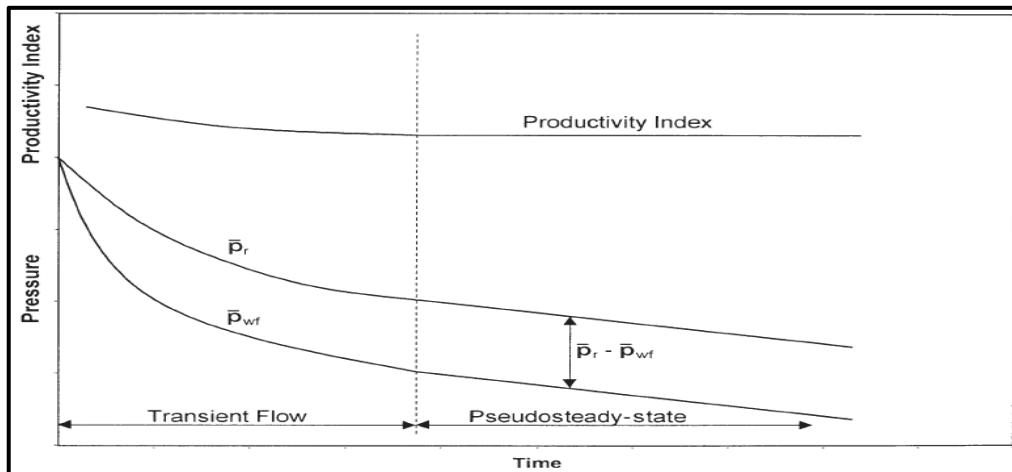


Figure A.2.4: Indice de productivité aux différents régimes d'écoulement

b.2. Utilisation des caractéristiques du réservoir

L'indice de productivité dépend fortement des caractéristiques du réservoir et sa géométrie comme le montre les relations ci-dessous :

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S)} (\bar{p}_r - p_{wf}) \dots\dots\dots (A.2.2)$$

D'autre part,

$$q_o = IP (\bar{p}_r - p_{wf}) \dots\dots\dots (A.2.3)$$

Par identification on aura :

$$IP = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S)} \dots\dots\dots (A.2.4)$$

On constate que l'indice de productivité peut être déterminé à l'aide des caractéristiques du réservoir et du fluide, de ce fait, ce dernier peut être utilisé comme un moyen de déterminer l'endommagement ou non du réservoir dû à la complétion ou work over par exemple.

Pour un réservoir d'huile sous-saturé, l'IP est recommandé pour tracer l'IPR ceci est en reliant la pression de fond à la pression du réservoir et le débit par la relation suivante :

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{1}{IP}\right) q_o \dots\dots\dots (A.2.5)$$

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

La relation ci-dessus montre que la courbe IPR pour un réservoir sous-saturé est une droite de pente $-(\frac{1}{IP})$ comme le montre la figure ci-dessous :

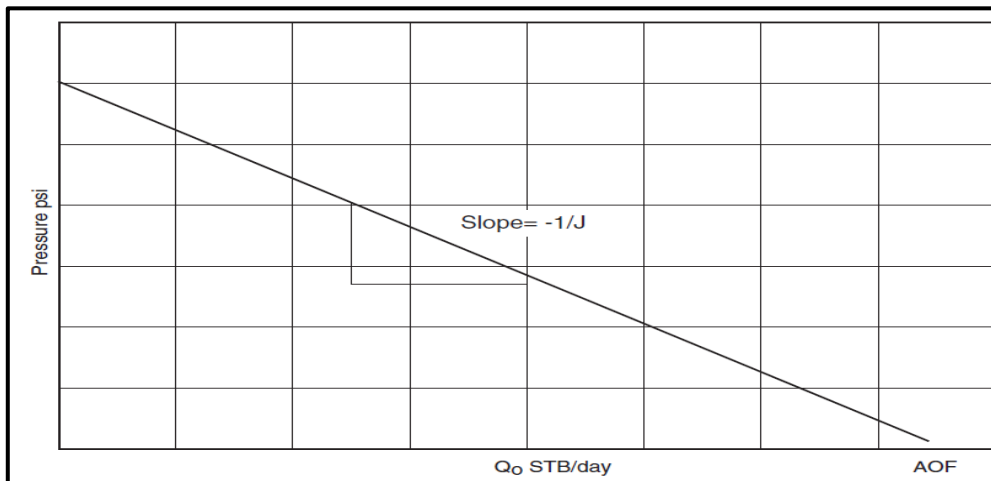


Figure A.2.5: IPR d'un réservoir sous-saturé

Lorsque $p_{wf} = \bar{p}_r$ on constate que le débit d'huile est nul, ceci est dû à l'absence d'un draw down sur le réservoir.

AOF représente le débit maximal du puits lorsque $p_{wf} = 0$, ce cas ne peut pas se réaliser en pratique. Mais, il sert comme un outil pour comparer le potentiel des puits.

Pour des pressions inférieures à la pression de bulle, Muskat, Evinger (1942) et Vogel (1968) ont constaté que la courbe d'IPR présente une déviation de la droite comme la montre la figure ci-dessous.

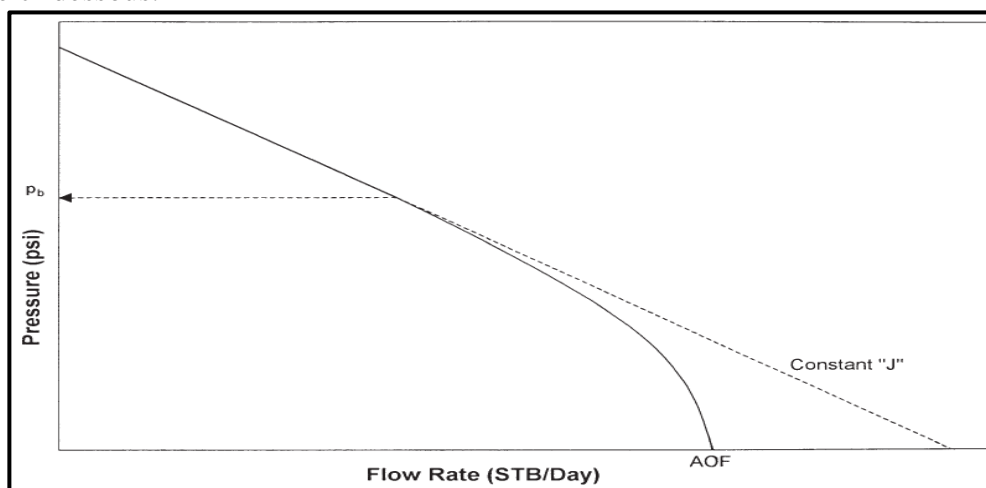


Figure A.2.6: L'IPR au-dessous de point de bulle

Cette déviation peut s'expliquer en rappelons l'équation suivante:

$$IP = \frac{0.00708 kh}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) \dots\dots\dots (A.2.6)$$

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

Le terme $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)$ est sensible à la diminution de la pression au-dessous de la pression de bulle comme le montre la figure.

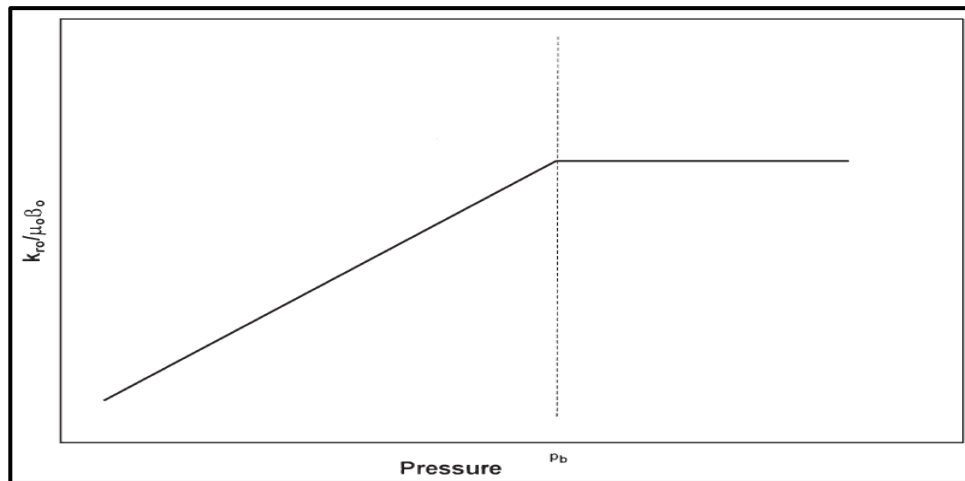


Figure A.2.7: $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)$ en fonction de la pression

Plusieurs méthodes empiriques ont été développés pour prévoir l'IPR des réservoirs sursaturés, et la plus part de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation dans lequel le débit et la pression de fond sont mesurés.

II.2.2. Méthode de Vogel

A travers les observations et les testes qu'il a effectué sur 21 réservoirs de conditions différentes que ce soit, caractéristique du réservoir ou ceux du fluide. Vogel et en utilisant le model du réservoir proposé par Weller pour générer l'IPR sous différentes conditions a représenté la pression adimensionnelle définit par $\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}$ en fonction du débit adimensionnel définit par $\frac{Q_o \text{ test}}{Q_o \text{ max}}$ ou il a constaté que les courbes d'IPR sont similaires pour tous les réservoirs étudiés et ont pour équation:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ max}}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right)^2 \dots\dots\dots(A.2.7)$$

La méthode de Vogel est applicable pour les réservoirs d'huile sous-saturés et sursaturés.

II.2.2.1. Application pour les réservoirs sursaturés ($\bar{p}_r < p_b$)

La procédure d'application de la méthode de Vogel pour un réservoir dont la pression est au-dessous de la pression de bulle est la suivante :

1. Effectuer un test de stabilisation pour déterminer les deux paramètres q_o et p_{wf} .
2. Calculer le débit maximal (AOF)

$$q_{o \text{ max}} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right)^2} \dots\dots\dots(A.2.8)$$

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

3. Construire l'IPR en assumant plusieurs valeurs de p_{wf} et calculer les débits correspondants

$$q_o = q_{omax} \left(1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_r} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right) \dots\dots\dots (A.2.9)$$

II.2.2.2. Application pour les réservoirs sous-saturés

Beggs (1991) a constaté qu'on appliquant la méthode de Vogel sur les réservoirs sous-saturés il y a deux possibilités concernant l'enregistrement de la pression de fond comme le montre la figure ci-dessous.

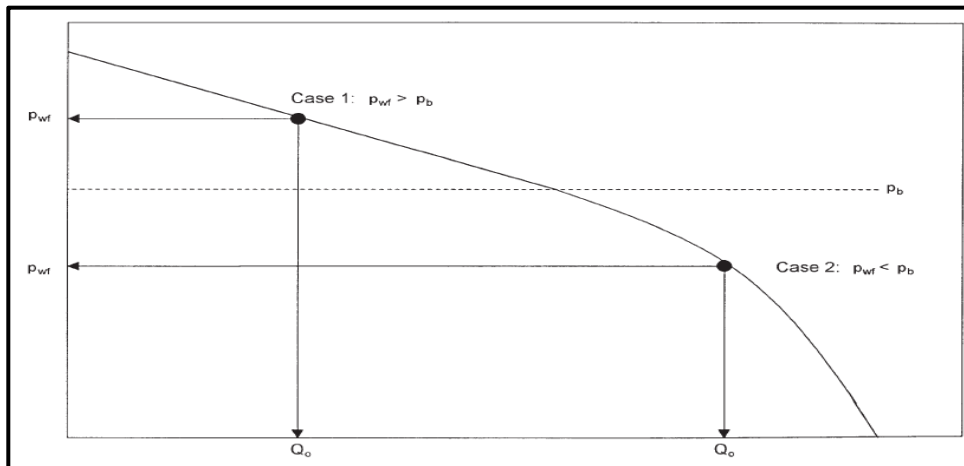


Figure A.2.8: illustration des deux possibilités d'enregistrement de p_{wf}

➤ **Cas N°1 : $p_{wf} \geq p_b$**

Beggs a illustré la procédure suivante pour construire l'IPR lorsque $p_{wf} \geq p_b$:

1. Calcul de l'indice de productivité en utilisant les données du test (q_o et p_{wf}) à l'aide de la relation suivante : $IP = \frac{q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}}$
2. Calcul du débit d'huile au point de bulle $q_{ob} = IP(\bar{p}_r - p_b)$
3. Calcul des débits d'huile en assumant plusieurs valeurs de $p_{wf} < p_b$ en appliquant la relation

$$q_o = q_{ob} + \frac{IP p_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right) \dots\dots\dots (A.2.10)$$

NB : la relation ci-dessus est obtenue en utilisant la continuité de la courbe d'IPR à la pression de bulle.

➤ **Cas N°2 : $p_{wf} < p_b$**

Lorsque la pression issue du test est au-dessous de la pression de bulle, la procédure suivante de génération de l'IPR est proposée :

1. Calculer l'indice de productivité en utilisant la formule:

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

$$IP = \frac{q_o}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right)} \dots\dots\dots (A.2.11)$$

2. Calculer le débit au point de bulle en utilisant la relation $q_{ob} = IP(\bar{p}_r - p_b)$
3. Générer l'IPR pour $p_{wf} \geq p_b$ en assumant plusieurs valeurs de p_{wf} pour calculer les débits correspondant à partir de l'équation $q_o = IP(\bar{p}_r - p_{wf})$
4. Calculer q_o pour plusieurs valeurs de la pression de fond au-dessous de la pression de bulle en utilisant l'équation (A.2.10)

II.2.3. Méthode de standing (méthode Vogel modifiée)

Il faut noter que la méthode de Vogel est valable pour un skin nul. Or, en réalité la zone proche du puits est soit endommagée ou stimulée, donc pour tenir compte de l'altération de la perméabilité dans cette zone Standing a apporté des modifications à l'équation de Vogel.

Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité ou efficacité d'écoulement comme suit:

$$FE = \frac{\text{ideal draw down}}{\text{actual draw down}} = \frac{\bar{p}_r - p_{wf}^*}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{IP}{IP^*} \dots\dots\dots (A.2.12)$$

p_{wf}^* et IP^* : Pression de fond dynamique et indice de productivité idéal ; c'est-à-dire, en considérant un skin nul.

L'équation de Vogel devient alors :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}^{FE=1}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}^*}{\bar{p}_r} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}^*}{\bar{p}_r} \right)^2 \dots\dots\dots (A.2.13)$$

Une relation entre p_{wf}^* et p_{wf} peut être obtenue à partir de la relation (A.2.12) comme suit:

$$p_{wf}^* = \bar{p}_r - FE(\bar{p}_r - p_{wf}) \dots\dots\dots (A.2.14)$$

Ou

$$\frac{p_{wf}^*}{\bar{p}_r} = 1 - FE + FE \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) \dots\dots\dots (A.2.15)$$

En substituant $\frac{p_{wf}^*}{\bar{p}_r}$ par son équivalent dans l'équation (A.2.13) on aura :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}^{FE=1}} = 1.8FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0.8FE^2 \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} \right)^2 \dots\dots\dots (A.2.16)$$

L'équation ci-dessus est uniquement valide pour $p_{wf}^* \geq 0$ c'est-à-dire $p_{wf} \geq \bar{p}_r \left(1 - \frac{1}{FE} \right)$

Cette contrainte est toujours satisfaite si $FE \leq 1$. Pour $FE > 1$ un débit maximal peut être obtenu en utilisant l'apport suivant:

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

$$q_{omax} = q_{omax}^{FE=1} (0.624 + 0.376FE) \dots\dots\dots(A.2.17)$$

L'une des principales applications de la méthode de Standing est de prédire l'amélioration de la performance du régime qui serait atteinte si le puits avait été stimulé.

II.2.4. Méthode de Wiggins

Wiggins (1993) a proposé une méthode convenable pour prédire l'IPR durant un écoulement triphasique. Les expressions proposées sont similaires à celles de Vogel et sont données comme suit:

$$q_o = q_{omax} \left(1 - 0.52 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0.48 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right)^2\right) \dots\dots\dots(A.2.18)$$

$$q_w = q_{wmax} \left(1 - 0.72 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0.28 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right)^2\right) \dots\dots\dots(A.2.19)$$

Comme dans la méthode de Vogel, un teste de stabilisation est primordiale pour déterminer q_{omax} et q_{wmax} .

II.2.5. Méthode de Fétkovich

Muskat et Evinger (1942) ont tenté d'expliquer la non linéarité observée dans la courbe d'IPR lorsque la pression est au-dessous de la pression de bulle en calculons l'indice de productivité théorique. Pour se faire, ils ont exprimés l'équation de Darcy comme suit:

$$q_o = \frac{0.00708 kh}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S\right)} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} f(p) dp \dots\dots\dots(A.2.20)$$

Où la fonction de pression est définit: $f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$

Fetkovich (1973) a suggéré que la fonction $f(p)$ pourrait tomber dans l'un des deux cas suivants :

- **Cas N°1** : $\bar{p}_r, p_{wf} > p_b$

Dans ce cas, il a constaté que la fonction $f(p)$ subit une faible variation et peut être considéré constante, elle a comme formule : $f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_p$ avec : $k_{ro} = 1$.

- **Cas N°2** : $\bar{p}_r, p_{wf} < p_b$

Lorsque la pression du réservoir et celle de fond sont au-dessous de la pression de bulle, $f(p)$ est donnée par l'équation suivante :

$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{p_b} \left(\frac{p}{p_b}\right) \dots\dots\dots(A.2.21)$$

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

En substituant $f(p)$ par son expression dans l'équation (A.2.20) on aura :

$$q_o = \frac{0.00708 kh}{(\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S)} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{p_b} \left(\frac{p}{p_b}\right) dp \dots\dots\dots(A.2.22)$$

Comme le terme $\left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)_{p_b} \left(\frac{1}{p_b}\right)$ est constant alors,

$$q_o = \frac{0.00708 kh}{2p_b(\mu_o B_o)_{p_b} (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S)} (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \dots\dots\dots(A.2.23)$$

En introduisant l'indice de productivité dans l'équation (A.2.23) on aura :

$$q_o = \frac{IP}{2p_b} (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \dots\dots\dots(A.2.24)$$

Le terme $\frac{IP}{2p_b}$ est défini comme étant un coefficient de performance C.

Pour tenir compte de la possibilité d'un écoulement non Darcien (écoulement turbulent) dans les puits d'huile. Fetkovich a introduit l'exposant n dans son équation pour devenir :

$$q_o = C(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots(A.2.25)$$

II.2.6. Méthode de Johns, Blout et Glaze

En 1976, Johns, Blout et Glaze publient une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcien) sur la performance du puits.

$$\bar{p}_r - p_{wf} = Aq_o + Bq_o^2 \dots\dots\dots(A.2.26)$$

Avec :

$$A = \frac{141.2\mu_o B_o}{k_o h} (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S) \dots\dots\dots(A.2.27)$$

$$B = \frac{2.3 \cdot 10^{-14} \beta B_o^2 \rho_o}{h^2 r_w} = \frac{141.2\mu_o B_o}{k_o h} \cdot D \dots\dots\dots(A.2.28)$$

$$\beta = \frac{2.329 \cdot 10^{10}}{k_o^{1.2}} \dots\dots\dots(A.2.29)$$

Avec :

ρ_o : Densité d'huile évaluée à la température du réservoir et à $p = \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2}$, lbfm/ft³.

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

β : Coefficient de vitesse, ft^{-1} .

D : Terme de turbulence de Ramey (1/bpd ou 1/Mscf/d).

La contribution au draw down due à l'écoulement laminaire ou Darcien est exprimée par le terme $A.q_o$ tandis que la contribution due à l'écoulement non-Darcien ou turbulence est exprimée par le terme $B.q_o^2$.

Représentant $\frac{\bar{p}_r - p_{wf}}{q_o}$ en fonction de q_o dans les coordonnées cartésiennes, il en résulte une droite de pente B et d'intersection avec l'axe des ordonnées A. Une fois A et B sont déterminés les IPR peuvent être construites à partir de l'équation (A.2.26).

II.3. Prédiction des futurs IPR pour les puits d'huile

Avec la déplétion de la pression du réservoir, la capacité de ce dernier à transporter l'huile diminue à son tour, ceci est dû principalement à la diminution de la perméabilité relative à l'huile à cause de l'augmentation de la saturation en gaz.

L'établissement d'un plan de développement d'un réservoir avec le respect des dimensions des équipements, une éventuelle mise en place du gaz lift ainsi que son évaluation de point de vue économique nécessitent la connaissance de la performance future de ce réservoir. Plusieurs méthodes ont été adaptées pour prédire l'IPR futur des puits d'huile dont les plus connus sont illustrés comme suit :

II.3.1. Méthode de Standing

Standing a publié une méthode qui pourrait être utilisée pour prédire la diminution de la valeur de q_{omax} avec l'augmentation de la saturation en gaz avec la déplétion de la pression du réservoir. L'équation de Vogel peut être réarrangée comme suit:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right) \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right) \dots\dots\dots (A.2.30)$$

En substituant l'expression de l'indice de productivité dans l'équation (A.2.30) et après réarrangement on aura :

$$IP = \frac{q_{omax}}{\bar{p}_r} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right) \dots\dots\dots (A.2.31)$$

Standing a définit l'indice de productivité pour un draw down nul comme suit:

$$IP^* = \lim_{p_{wf} \rightarrow \bar{p}_r} IP = \frac{1.8q_{omax}}{\bar{p}_r} \dots\dots\dots (A.2.32)$$

Ou

$$q_{omax} = \frac{IP^* \cdot \bar{p}_r}{1.8} \dots\dots\dots (A.2.33)$$

Si le changement de IP^* peut-être prédit alors, la valeur de q_{omax} pourrait être calculée. Standing a établi une autre définition de IP^* :

$$IP^* = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.75\right)} f(\bar{p}_r) \dots\dots\dots (A.2.34)$$

Avec :

CHAPITRE 02 : ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DE RESERVOIR

$$f(\bar{p}_r) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \dots\dots\dots(A.2.35)$$

La fonction de la pression $f(\bar{p}_r)$ change avec le changement de la pression du moment de que μ_o et B_o sont fonctions de la pression du réservoir, et k_{ro} est fonction de la saturation en huile et en gaz. La relation entre IP^* actuel et futur peut être exprimé comme suit:

$$\frac{IP_F^*}{IP_p^*} = \frac{f(\bar{p}_{rF})}{f(\bar{p}_{rp})} \dots\dots\dots(A.2.36)$$

Ou

IP_F^* : la valeur de l'indice de productivité lorsque \bar{p}_{rp} à \bar{p}_{rF} .

IP_p^* : Indice de productivité actuel.

La combinaison des équations (A.2.32) et (A.2.36) donne:

$$q_{oF\ max} = q_{op\ max} \frac{\bar{p}_{rF} \cdot f(\bar{p}_{rF})}{\bar{p}_{rp} \cdot f(\bar{p}_{rp})} \dots\dots\dots(A.2.37)$$

Une fois la valeur de $q_{op\ max}$ est déterminé à partir des données de l'essai de stabilisation actuel, les valeurs de $q_{oF\ max}$ pourraient être prédite pour différentes pressions de réservoir futures. La saturation en huile en fonction de \bar{p}_r peut être calculée en utilisant les calculs bilans matières ou autres modèles du réservoir, k_{ro} est alors déterminée si les données sont disponibles. Les valeurs de μ_o et B_o peuvent être déterminées à partir de l'analyse d'échantillon de fluide ou via les relations empiriques.

L'IPR futur peut être construit en utilisant l'équation suivante:

$$q_{oF} = q_{oF\ max} \left(1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_{rF}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_{rF}}\right)^2\right) \dots\dots\dots(A.2.38)$$

Ou

$$q_{oF} = \frac{IP_F^* \cdot \bar{p}_{rF}}{1.8} \left(1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_{rF}} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_{rF}}\right)^2\right) \dots\dots\dots(A.2.39)$$

II.3.2. Méthode de Fetkovich

La méthode proposée par Fetkovich pour construire l'IPR futur consiste en l'ajustement du coefficient C qui est sensible au changement de pression du réservoir et qui devient comme suit:

$$C_F = C_p \frac{\bar{p}_{rF}}{\bar{p}_{rp}} \dots\dots\dots(A.2.40)$$

Et l'équation de Fetkovich devient alors :

$$q_F = C_p \frac{\bar{p}_{rF}}{\bar{p}_{rp}} (\bar{p}_{rF}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots(A.2.41)$$

Fetkovich a assumé que l'exposant n reste inchangé avec la déplétion du réservoir.

Introduction

Le chapitre présent au même titre que le précédent est subdivisé à son tour en deux sous chapitre à savoir : la performance de puits; dans cette partie on abordera l'écoulement diphasique dans le tubing ainsi que les différentes corrélations empiriques adaptées aux calculs des pertes de charges dans la colonne de production. Dans la deuxième partie on va aborder le gas lift ou l'on va illustrer quelques notions théoriques sur cette technique d'activation des puits.

I Performance de puits

I.1 Introduction

La prédiction du gradient de pression, la fraction volumique du liquide ainsi que les différents régimes d'écoulements apparaissant durant l'écoulement diphasique dans les conduites est d'une grande importance pour le design et l'analyse du système de production.

Dans ce chapitre, on mettra en évidence les différents régimes d'écoulements ainsi que les différentes corrélations empiriques permettant de calculer les pertes de charges dans le tubing.

I.2 Modélisation des pertes de charges dans le tubing

L'équation de la conservation d'énergie est l'équation de base utilisée pour modéliser les écoulements des fluides dans les conduites. Au début, elle est développée à partir des équations de la thermodynamique. En suite, elle est modifiée pour y intégrer le terme de perte de charge.

Le bilan d'énergie traduisant la conservation de cette dernière entre deux points d'un volume de contrôle (*figure 3.3*) est donné comme suit:

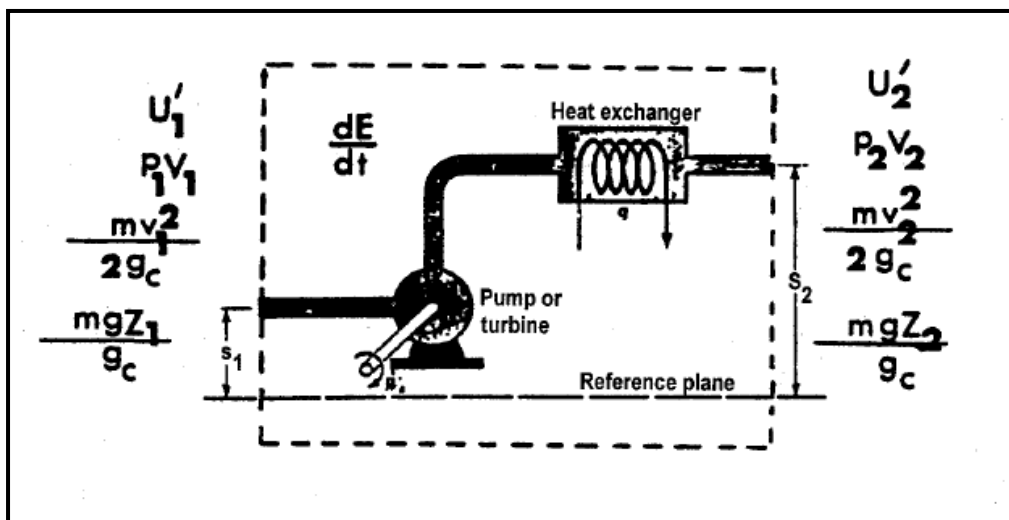


Figure A.3.1: visualisation du volume de contrôle

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

$$u_1' + p_1 v_1 + \frac{m v_1^2}{2g_c} + \frac{m g z_1}{g_c} + q' + w_s' = u_2' + p_2 v_2 + \frac{m v_2^2}{2g_c} + \frac{m g z_2}{g_c} \dots (A.3.1)$$

Où :

u_1' : énergie interne,

$p v$: énergie de détente ou de compression,

$\frac{m v^2}{2g_c}$: énergie cinétique,

$\frac{m g z}{g_c}$: énergie potentielle,

q' : énergie thermique échangée par le fluide,

w_s' : travail subit par le fluide,

On divisant l'équation précédente par la masse m est en l'écrivant sous sa forme différentielle on aura :

$$du + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dq + dw_s = 0 \dots (A.3.2)$$

Cette forme de bilan d'énergie est difficile à appliquer à cause de la présence du terme d'énergie interne, donc elle est souvent transformée en un bilan d'énergie mécanique et cela en introduisant quelques notions et relations thermodynamiques :

L'enthalpie : la fonction enthalpie correspond à l'énergie totale d'un système thermodynamique. Elle comprend l'énergie interne qui est l'énergie nécessaire pour créer le système, à laquelle est additionné le travail que ce système doit exercer contre la pression extérieur pour occuper son volume. La relation de l'enthalpie par unité de masse est donnée par la relation suivant :

$$H = U + \frac{P}{\rho} \dots (A.3.3)$$

Avec :

H : Enthalpie,

U : Énergie interne,

Le différentiel de l'équation ci-dessus en termes d'énergie interne est donné par la relation suivante :

$$dU = dH - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \dots (A.3.4)$$

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

On appliquant le premier principe de la thermodynamique on aura :

$$dH = TdS + \frac{dP}{\rho} \dots\dots\dots(A.3.5)$$

Avec :

dS : Différentielle de l'entropie.

L'équation (A.3.4) devient :

$$dU = TdS + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \dots\dots\dots(A.3.6)$$

En substituant dU dans l'équation (A.3.2) on aura :

$$Tds + \frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dq + dw_s = 0 \dots\dots\dots(A.3.7)$$

Pour un processus irréversible, l'inégalité de Clausius stipule que:

$$ds \geq \frac{-dq}{T} \dots\dots\dots(A.3.8)$$

Alors

$$Tds = -dq + dl_w \dots\dots\dots(A.3.9)$$

dl_w = pertes dues aux processus irréversibles, tels que les frottements.

Utilisant cette relation, et en supposant qu'aucun travail n'est effectué ou subit par le fluide, l'équation (A.3.7) devient :

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dl_w = 0 \dots\dots\dots(A.3.10)$$

Considérons une conduite inclinée d'un angle θ par rapport à l'horizontal.

Comme $dz = dl \sin \theta$

L'équation Prendra la forme suivante :

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dl \sin(\theta) + dl_w = 0 \dots\dots\dots(A.3.11)$$

En multipliant l'équation par $\frac{\rho}{dl}$, on obtient :

$$\frac{dp}{dl} + \frac{\rho v dv}{g_c dl} + \frac{g}{g_c} \rho \sin(\theta) + \rho \frac{dl_w}{dl} = 0 \dots\dots\dots(A.3.12)$$

Donc le gradient de la pression peut s'écrire comme suit, et ceci en considérant que la perte de charge est positive dans le sens de l'écoulement:

$$\frac{dP}{dl} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{acc} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_f \dots\dots\dots(A.3.13)$$

Où :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \rho \frac{dl_w}{dl} : \text{Pertes de charges dues aux frottements,}$$

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta : \text{Pertes de charges dues au poids de la colonne hydrostatique,}$$

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} : \text{Pertes de charges dues à l'accélération du fluide,}$$

Il faut noter que le terme $\left(\frac{dP}{dl}\right)_f$ est donné par la relation suivante :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \dots\dots\dots(A.3.14)$$

Avec :

f : Facteur de frottement,

I.3 Ecoulement diphasique dans le tubing

I.3.1 Configurations d'écoulement

Le rôle principal du tubing ou la colonne de production est d'acheminer l'effluent du fond du puits vers la surface. Cet effluent est constitué de deux phases liquide et gazeuse, ces dernières se présentent sous différentes configurations en fonction des paramètres suivants :

- Les conditions d'opération (pression, température, apport de chaleur...)
- Les propriétés physiques des phases (densité, viscosité, ...)
- Les débits de chaque phase
- La géométrie et l'orientation de la conduite

Les principales configurations rencontrées sont illustrées comme suit:

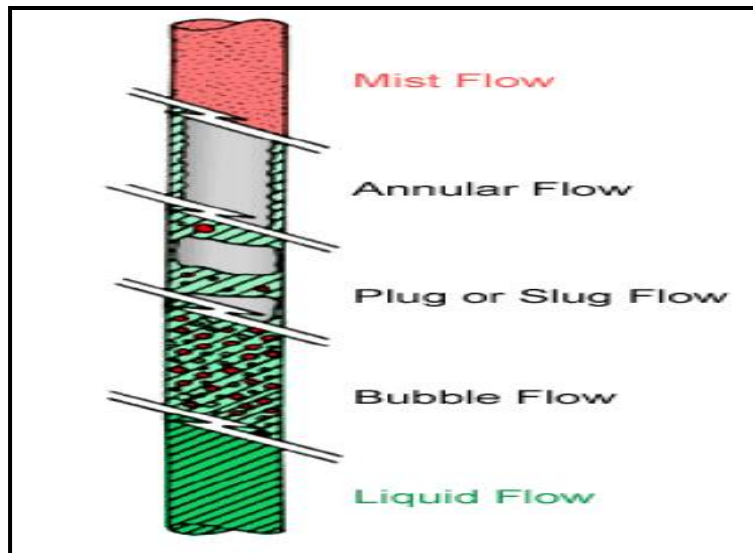


Figure A.3.2: régimes d'écoulement dans le tubing

Liquide flow : ce régime s'observe généralement au fond du puits lorsque la pression est

Au dessus de la pression de bulle.

Bubble flow : la remonté de l'huile dans le tubing est accompagnée par une diminution, lorsque celle-ci tombe au dessous de la pression de bulle du gaz se libère, ce dernier se trouve au premier lieu sous forme de bulles dispersées dans l'huile à cause de sa faible quantité.

Slug flow : comme la pression dans la colonne de production diminue davantage lorsque on s'éloigne du fond, la quantité du gaz libérée devient importante ce qui engendre la coalescence des petites bulles formant ainsi des bouchons au milieu du tubing.

Annular flow : lorsque la quantité du gaz devient beaucoup plus importante, et vu sa faible densité, ce dernier s'écoule à une vitesse supérieure à celle de l'huile et comme le gaz occupe le centre de la conduite. L'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes de la conduite.

Mist flow : Enfin, dans le cas de très faibles pressions l'anneau d'huile disparaît laissant ainsi le flux du gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquides.

1.3.2 Paramètres descriptifs de l'écoulement diphasique

1.3.2.1 Hold-up du Liquide

H_L il est défini comme étant la fraction volumique d'un élément de la conduite occupée par le liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans l'élément du pipe}}{\text{Volume de l'élément du pipe}}$$

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

Il est primordial de déterminer le holdup du liquide pour pouvoir calculer quelques paramètres tels que la densité du mélange, les vitesses réelles du gaz et du liquide, la viscosité effective et la chaleur échangée.

La valeur du holdup liquide varie de zéro pour un écoulement monophasique gazeux et un dans le cas d'un écoulement monophasique liquide. Ce paramètre ne peut pas être calculé analytiquement. Il doit être déterminé à partir de corrélations empiriques.

D'une manière analogue, le holdup du gaz est défini comme suit:

$$H_g = 1 - H_L \dots \dots \dots (A.3.15)$$

1.3.2.2 Holdup du liquide sans glissement

Il est défini comme étant la fraction du volume de la conduite qui serait occupée par le liquide si les deux phases liquide et gazeuse s'écoulaient à la même vitesse. Il est calculé par la formule suivante :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots \dots \dots (A.3.16)$$

1.3.2.3 La masse volumique

La masse volumique est une caractéristique très importante quant au calcul des pertes de charges lors d'un écoulement diphasique, celle-ci est calculée à partir des masses volumiques et les hold up de chaque phase comme le montre les relations suivantes:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g: \text{ Utilisée généralement pour calculer } \left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele}$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g}: \text{ Utilisée généralement pour calculer } \left(\frac{dP}{dl}\right)_f$$

1.3.2.4 Vitesse

a. Vitesse superficielle

Elle peut être définie comme étant la vitesse qu'aurait la phase i s'elle s'écoulée toute seule dans la conduite, elle est donnée par la relation suivante:

$$v_{is} = \frac{q_i}{A} \dots \dots \dots (A.3.17)$$

b. Vitesse moyenne

Il s'agit de la vitesse moyenne débitante de la phase i à travers la portion de la conduite occupée en moyenne par la phase i. elle est donné par la relation suivante:

$$v_i = \frac{q_i}{AH_i} \dots \dots \dots (A.3.18)$$

c. Vitesse du mélange

La vitesse du mélange diphasique est calculée en se basant sur le débit total in-situ comme l'illustre la relation ci-dessous :

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \dots\dots\dots (A.3.19)$$

d. Vitesse de glissement

Comme il a été mentionné précédemment, les deux phases, gazeuse et liquide, peuvent s'écouler à des vitesses différentes dans la conduite. Certains auteurs préfèrent estimer le degré de glissement et ainsi le holdup du liquide en déterminant la vitesse du glissement V_s . La vitesse du glissement est définie comme étant la différence entre les vitesses réelles des deux phases:

$$v_s = v_{sg} - v_{sL} \dots\dots\dots (A.3.20)$$

1.3.2.5 Viscosité

Elle est utilisée pour calculer certains nombres adimensionnels, tel que, le nombre de Reynolds ainsi que d'autres nombres utilisés comme paramètres dans les corrélations. La notion d'une viscosité d'un mélange diphasique est plutôt vague et elle est définie différemment par les auteurs. Les équations les plus utilisées sont les suivantes :

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \dots\dots\dots (A.3.21)$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{H_g} \dots\dots\dots (A.3.22)$$

1.4 Modification de la loi des pertes de charges pour l'écoulement diphasique

Le modèle des pertes de charges à été introduit pour un écoulement monophasique. cependant, dans le cas d'un écoulement diphasique ce modèle doit subir certains changements comme suit:

1.4.1 Le terme de dénivelée

Dans le cas d'un écoulement diphasique, le terme de dénivelée s'écrit comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele} = \frac{g}{g_c} \rho_s \sin(\theta) \dots\dots\dots (A.3.23)$$

Où :

ρ_s : Est la densité du mélange gaz-liquide dans le segment considérée de la conduite.

1.4.2 Le terme de frottement

Le terme de frottement pour un écoulement diphasique s'écrit de la manière suivante:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{(f\rho v^2)_f}{2g_c d} \dots\dots\dots(A.3.24)$$

Où :

f , ρ et v sont définis différemment par différents auteurs.

Le terme de frottement n'est pas analytiquement calculable à l'exception du cas d'un écoulement laminaire monophasique. Par conséquent, il doit être déterminé par des moyens expérimentaux ou par analogie à l'écoulement monophasique.

Parmi les définitions les plus communes utilisées pour calculer le terme de frottement on trouve:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f_L \rho_L v_{sL}^2}{2g_c d} \dots\dots\dots(A.3.25)$$

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f_g \rho_g v_{sg}^2}{2g_c d} \dots\dots\dots(A.3.26)$$

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n v_m^2}{2g_c d} \dots\dots\dots(A.3.27)$$

I.4.3 Terme d'accélération

Le terme d'accélération pour un écoulement diphasique devient:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{acc} = \frac{(\rho v dv)_k}{g_c dl} \dots\dots\dots(A.3.28)$$

Ce terme est complètement ignoré par certains auteurs et omis par d'autres pour certains régimes d'écoulement.

I.5 Corrélations empiriques adaptées au calcul des pertes de charges

Le calcul des pertes de charges dans le cas de l'écoulement diphasique nécessite le calcul du hold up liquide et le facteur de frottement. Hors, vu la non possibilité d'un calcul analytique, plusieurs auteurs ont développé des corrélations empiriques. Ces dernières sont classées en trois catégories:

- Catégorie "a" : la configuration est non considérée et la vitesse de glissement est nulle, dans ce cas le mélange diphasique est remplacé par un pseudo-fluide monophasique en vu d'appliquer les lois d'écoulement monophasique pour calculer les propriétés moyennes du mélange tel que: la vitesse, la masse volumique et la viscosité.
- Catégorie "b" : la configuration est non considérée et la vitesse de glissement non nulle.
- Catégorie "c" : la configuration est considérée et la vitesse de glissement non nulle.

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

Les différentes corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans le cas d'un écoulement vertical ainsi que les catégories auxquelles elles appartiennent sont illustrées dans le tableau suivant :

Méthode	Catégories
Poettmann and Carpenter	a
Fancher and Brown	a
Hagedorn and Brown	b
Asheim	b
Duns and Ros	c
Orkiszewski	c
Chierici et al.	c
Beggs and Brill	c
Mukherjee and Brill	c

Tableau A.3.1 : classification des corrélations de pertes de charges

I.5.1 Catégorie "a"

Poettmann & Carpenter

Cette méthode était la première tentative de résoudre le problème des écoulements verticaux multiphasiques. Elle était développée en utilisant les données de 334 puits éruptifs et celles de 15 puits dotés de gas lift continu. Les conditions d'application de cette méthode sont les suivantes :

1. L'effet de la viscosité est négligeable.
2. Le terme de perte de charge due à l'accélération est négligeable (vitesse constante).
3. Le régime d'écoulement ignoré.
4. Le facteur de friction est pris comme valeur moyenne sur toute la longueur de la conduite.
5. Le travail réalisé ou subi par le fluide est négligeable.
6. Elle est applicable pour les diamètres de tubing suivants : 2", 2"1/2 et 3". Pour des diamètres plus importants, son application doit être effectuée avec précaution.
7. GLR inférieur à 1500 scf bbl.
8. Débit supérieur à 400 Bpd.

I.5.2 Catégorie "b"

Corrélation de Hagedorn & Brown

Cette méthode était développée en rassemblant les données expérimentales des pertes de charge et de débit de 1500 puits. Les pressions étaient mesurées pour les écoulements à travers des tubings dont le diamètre extérieur variait entre 1"1/4 et 2"7/8. Une large plage de débits et de GLR était incluse. Les effets de la viscosité du liquide étaient étudiés en utilisant

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

l'huile et l'eau comme phase liquide. L'huile utilisée avait une viscosité, dans les conditions de stockage, de 10.35 et 110 cp.

La procédure de calcul suivie par Hagedorn & Brown est la suivante :

- calculer les nombres adimensionnels :

$$N_{LV} = 1.938 v_{SL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} : \text{Nombre de la vitesse superficielle du liquide.}$$

$$N_{gV} = 1.938 v_{Sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} : \text{Nombre de la vitesse superficielle du gaz}$$

$$N_d = 120.872 d^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} : \text{Nombre du diamètre du tubing.}$$

$$N_L = 0.15726 \mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} : \text{Nombre de la viscosité du liquide.}$$

- déterminer la valeur de CN_L à partir du graphe suivant (N_L vs CN_L)

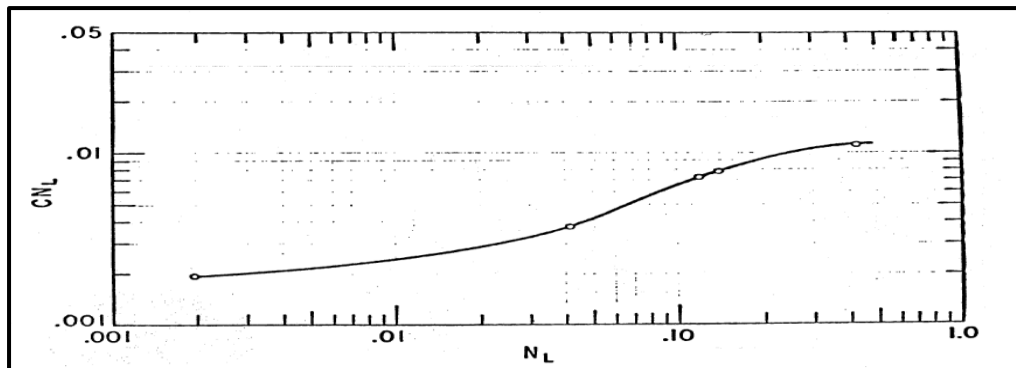


Figure A.3.3: graphe N_L vs CN_L

- Déterminer la valeur de $\frac{H_L}{\psi}$ à partir du graphe $\left(\frac{N_{LV}}{N_{gV}^{0.575}}\right) \left(\frac{P}{P_a}\right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_d}\right)$ vs $\frac{H_L}{\psi}$

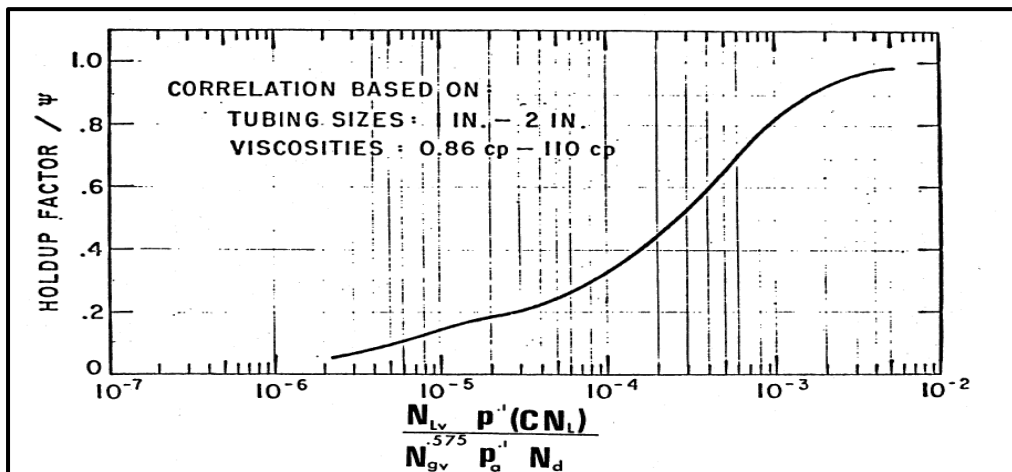


Figure A.3.4 : graphe $\left(\frac{N_{LV}}{N_{gV}^{0.575}}\right) \left(\frac{P}{P_a}\right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_d}\right)$ vs $\frac{H_L}{\psi}$

4. Déterminer la valeur de ψ à partir du graphe $\left(\frac{N_{gv} N_L^{0.38}}{N_d^{2.14}}\right)$ vs ψ

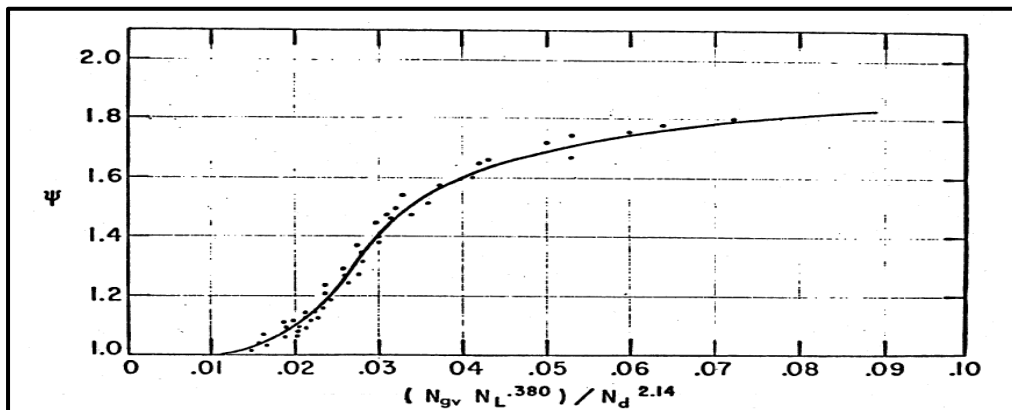


Figure A.3.5 : graphe $\left(\frac{N_{gv} N_L^{0.38}}{N_d^{2.14}}\right)$ vs ψ

5. calculer la valeur de la fraction volumique $H_L = \left(\frac{H_L}{\psi}\right) \psi$

1.5.3 Catégorie "C"

Quoique les corrélations appartenant aux catégories a et b ont donnés de bons résultats lorsque le rapport de glissement est proche de 1, il n'est en général pas applicable dans la majorité des situations car la perte de pression dépend fortement des régimes d'écoulements. Ceci a fait appel à d'autres corrélations pour déterminer d'abord le régime d'écoulement dans la conduite. Dans ce qui suit, on va donner un aperçu détaillé sur la méthode de Duns & Ros. Pour les autres corrélations on va se satisfaire d'en donné de brèves définitions.

a) *Corrélation de Duns & Ros*

La corrélation de Duns & Ros est le résultat d'une étude de laboratoire étendue dans laquelle les holdups liquides et les gradients de pression ont été mesurés. Environ 4000 tests sur des écoulements diphasiques étaient effectués dans une boucle d'écoulement vertical de 185 ft de hauteur. La gamme des diamètres s'étendait de 1.26 à 5.60 pouces et incluait deux configurations annulaires. La plupart des essais étaient réalisés dans des conditions proches de celles atmosphériques avec de l'air pour la phase gazeuse et des hydrocarbures ou de l'eau comme phase liquide. Une section transparente permettait l'observation du régime d'écoulement. Pour chacun de trois régimes d'écoulement observés, des corrélations ont été développées pour le facteur de friction et la vitesse de glissement, à partir desquelles le holdup liquide peut être calculé.

La procédure de calcul de la méthode de Duns & Ros est illustrée comme suit:

1. calculer les nombres adimensionnels

$$N_{LV} = 1.938 v_{SL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \dots\dots\dots (A.3.29)$$

$$N_{gV} = 1.938 v_{Sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \dots\dots\dots (A.3.30)$$

$$N_d = 120.872 d^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \dots\dots\dots (A.3.31)$$

$$N_L = 0.15726 \mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} \dots\dots\dots (A.3.32)$$

$$L_s = 50 + 36 N_{LV} \dots\dots\dots (A.3.33)$$

$$L_m = 75 + 84 N_{LV} \dots\dots\dots (A.3.34)$$

L_1 et L_2 sont déterminés à partir du graphe (N_L vs L_1, L_2)

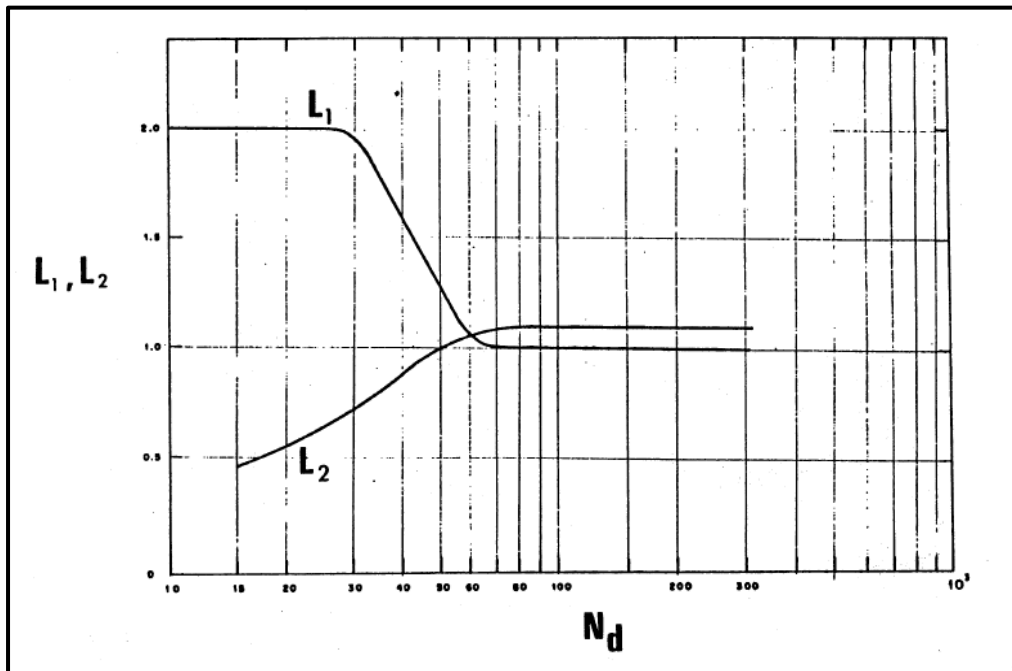


Figure A.3.6: nombres du régime d'écoulement

2. déterminer le régime d'écoulement :

- écoulement à bulles : $0 \leq N_{gV} \leq L_1 + L_2 N_{LV}$
- écoulement à bouchons : $L_1 + L_2 N_{LV} \leq N_{gV} \leq L_s$

CHAPITRE 03 : GAS LIFT ET PERFORMANCE DE PUIITS

- écoulement transitoire : $L_s \leq N_{gV} \leq L_m$
 - écoulement à brouillard : $N_{gV} \geq L_m$
3. calcul de la vitesse de glissement adimensionnelle pour les régimes d'écoulements à bulles et à bouchons :
- écoulement à bulles :

$$S = F_1 + F_2 N_{LV} + F_3' \left(\frac{N_{gV}}{1+N_{LV}} \right)^2 \dots \dots \dots (A.3.35)$$

$$F_3' = F_3 - \frac{F_4}{N_d} \dots \dots \dots (A.3.36)$$

F_1, F_2, F_3, F_4 Sont déterminés à partir des graphes suivants :

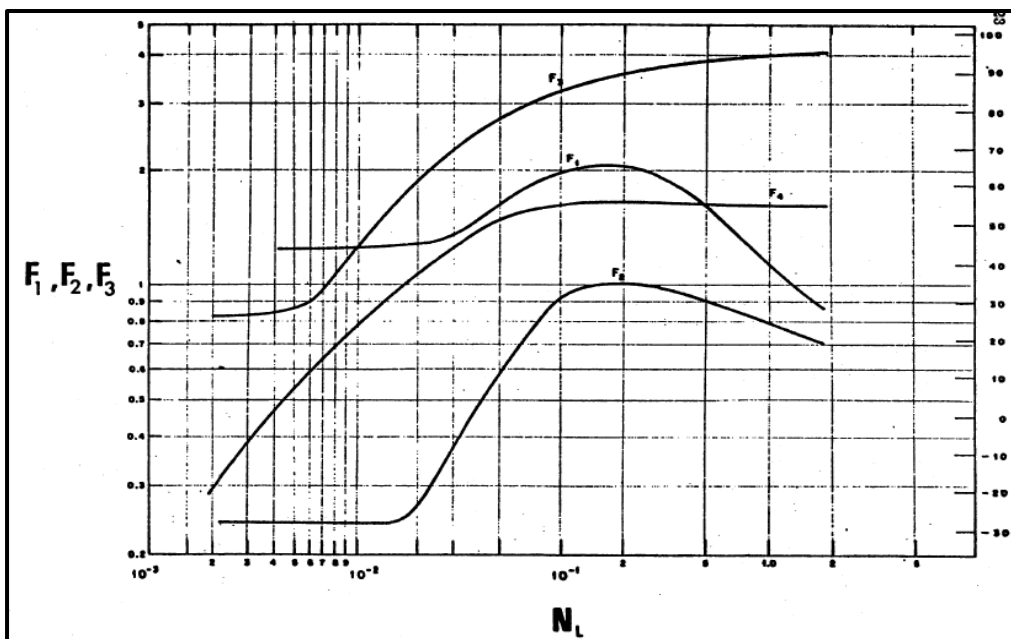


Figure A.3.7: bubble slip velocity numbers

- écoulement à bouchons

$$S = (1 + F_5) \frac{N_{gV}^{0.982} + F_6'}{(1 + F_7 N_{LV})^2} \dots \dots \dots (A.3.37)$$

$$F_6' = 0.029 N_d + F_6 \dots \dots \dots (A.3.38)$$

F_5, F_6, F_7 Sont calculés à partir des graphes suivants:

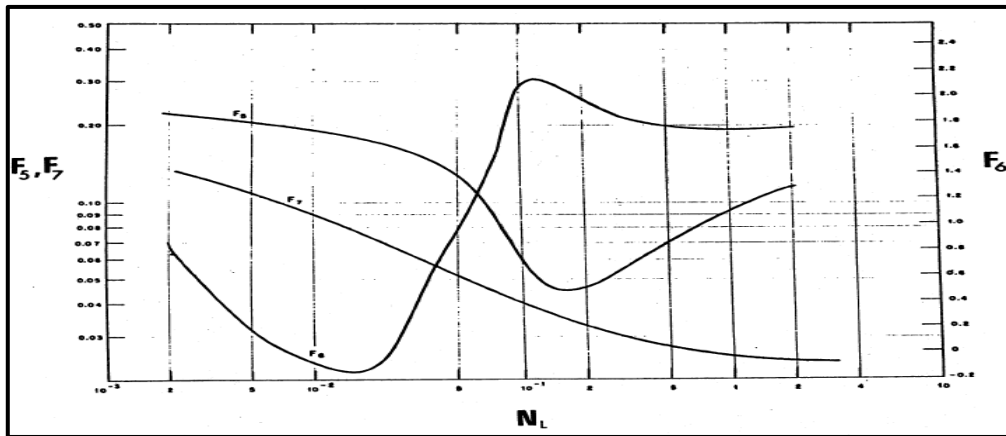


Figure A.3.8: slug slip velocity numbers

4. Calculer la fraction volumique pour l'écoulement à bulles, à bouchons et à brouillard

- Ecoulement à bulles et à bouchons

$$V_s = \frac{S}{\left(\frac{\rho_L}{\sigma_L g}\right)^{\frac{1}{4}}} \dots \dots \dots (A.3.39)$$

$$H_L = \frac{V_s - V_m + [(V_s - V_m)^2 + 4V_m V_{sL}]^{\frac{1}{2}}}{2V_s} \dots \dots \dots (A.3.40)$$

- Ecoulement à brouillard

$$H_L = \lambda_L \dots \dots \dots (A.3.41)$$

Une fois le hold up liquide est déterminé, la perte de charge due à l'élévation pourrait être calculée comme suit:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele} = \frac{g}{g_c} (\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)) \dots \dots \dots (A.3.42)$$

5. Calculer le facteur de frottement

- Ecoulement à bulles et à bouchons

$$f_m = \frac{f_1 f_2}{f_3} \dots \dots \dots (A.3.43)$$

f_1 : Facteur de frottement déterminé à partir du diagramme de Moody

f_2 : Facteur de frottement déterminé à partir du graphe suivant:

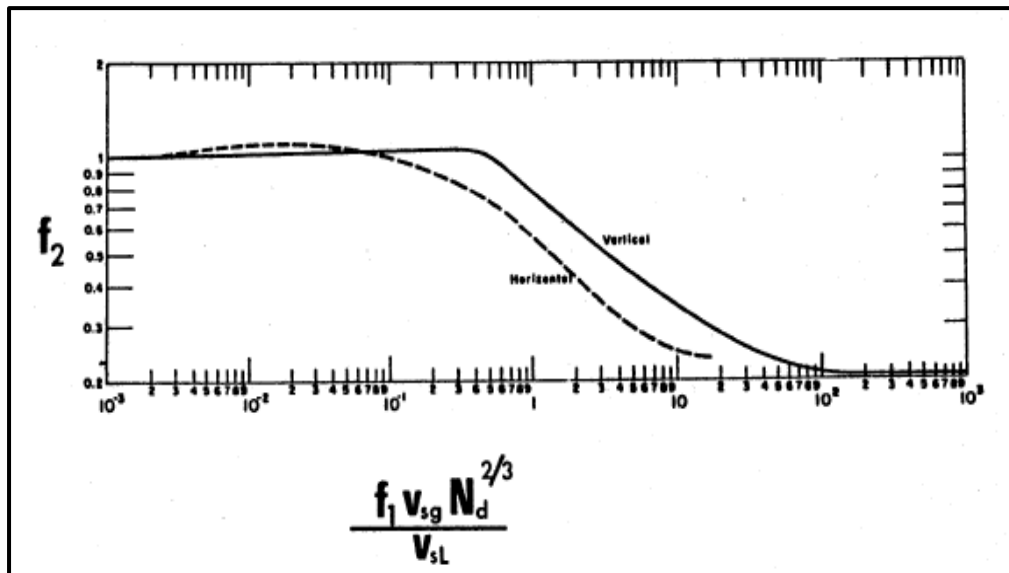


Figure A.3.9: Bubble friction correction

$$f_3 = 1 + f_1 \sqrt{\frac{V_{sg}}{50V_{SL}}} \dots\dots\dots (A.3.44)$$

Une fois le facteur de frottement est calculée, les pertes de charges par frottement sont déterminées en utilisant la formule suivante:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f_m \rho_L V_{SL} V_m}{2g_c d} \dots\dots\dots (A.3.45)$$

- Ecoulement à brouillard

Pour ce régime d'écoulement, le facteur de frottement est déterminé à partir du diagramme de Moody après avoir calculer le nombre de Reynolds donné par la relation suivante:

$$R_e = \frac{\rho_g V_{sg} d}{\mu_g} \dots\dots\dots (A.3.46)$$

La perte de charge par frottement est donnée comme suit:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \frac{f \rho_g V_{sg}^2}{2g_c d} \dots\dots\dots (A.3.47)$$

6. Calculer la perte de charge totale :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_t = \left(\frac{dP}{dl}\right)_f + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{ele} \dots\dots\dots (A.3.48)$$

b) Corrélation de Beggs & Brill

La méthode de Beggs and Brill était la première méthode capable de prédire le comportement de l'écoulement pour n'importe quel angle d'inclinaison. Pour cette raison, elle est principalement utilisée dans le cas des écoulements horizontaux.

c) Méthode d'Orkiszewski

Orkiszewski effectua une étude comparative sur la base de données de 148 puits et il trouva qu'aucune des corrélations disponibles à l'époque (1967) ne donna des résultats suffisamment proches de ces données. Il utilisa donc les données de Hagedorn & Brown et les données du champ pour développer une nouvelle corrélation qui sera utilisée dans le cas des régimes d'écoulement "à bulles" et "à bouchons". Il recommanda l'utilisation de la méthode de Duns & Ros pour l'écoulement brumeux.

d) Méthode de Mukherjee & Brill

Cette méthode était au début une tentative de combler quelques lacunes dans la méthode de Beggs & Brill et de profiter du développement de nouveaux instruments de mesure du holdup liquide. L'équipement utilisé consistait en un tube en U, de diamètre de 1.5 pouce. Des sections transparentes permettaient l'observation des régimes d'écoulement et des détecteurs permettaient la mesure du holdup liquide.

II. Gas lift

II.1 Introduction

Tout réservoir produisant des hydrocarbures à une pression dite “pression de réservoir”. C’est l’énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de circuler du fond du puits jusqu’à la surface, grâce à la dépression produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s’épuiser, connaissant une chute continue de pression. Cette pression risque donc, à un moment donnée, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et nécessite une solution technique d’une production artificielle.

Pour activer un puits, deux techniques sont possibles à savoir le gas lift ou le pompage ; dans le cas du gas lift on joue sur la densité (d) de la colonne de production pour diminuer la pression de fond ($P = \frac{Hd}{10}$), dans le deuxième cas on joue sur la hauteur de la colonne hydrostatique (H).

Dans cette partie nous allons aborder le gas lift qu’on va essayer d’expliquer très brièvement.

II.2 Principe du gas lift

L’objectif d’une activation d’un puits par le Gas-Lift est de réduire la pression de fond dynamique afin de créer une différence de pression entre le réservoir et le fond du puits et par conséquent permettre au réservoir de débiter.

Le principe est d’injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance au fond du trou pour aider le réservoir à produire l’effluent qu’il contient et le déplacer jusqu’au séparateur.

Cette technique agit:

- 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 (liquide-gaz) de monter en surface (**Gas-Lift continu**).
- Soit sur la hauteur " H ", en remontant la colonne de fluide qui se trouve au-dessus du point d’injection du gaz (**Gas-Lift intermittent**).

La quantité du gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLR optimum (*figure A.3.1*).

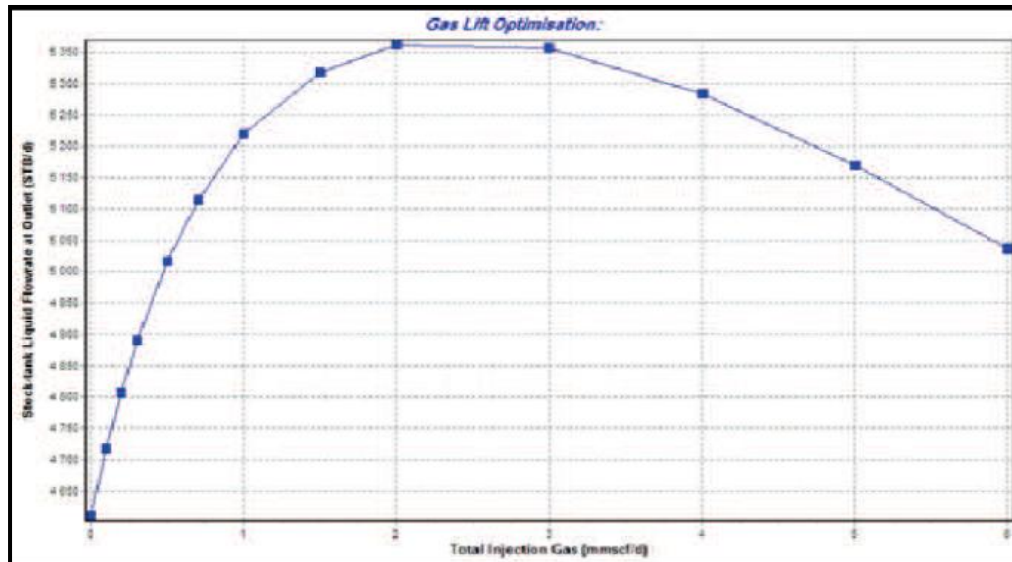


Figure A.3.10: Optimisation du débit d'injection du gas lift

II.3 Types de Gas-Lift

II.3.1 En fonction du mode d'injection

En fonction du mode avec lequel le gaz est injecté on distingue deux types :

- **Gas- lift continu** : une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger la masse volumique du fluide, ce qui diminue la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.
- **Gas- lift intermittent** : Injection intermittente consiste à injecter, périodiquement et instantanément, des forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter à nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

II.3.2 En fonction du type de la complétion

On distingue les types suivants :

- **Gas lift directe** : l'injection se fait par l'annulaire et la production du mélange liquide-gaz se fait à travers le tubing.
- **Gas lift inverse** : dans ce cas le gaz est soit injecté dans un concentrique introduit à l'intérieur du tubing ou injecté directement dans le tubing dans le cas des puits produisant par le casing la on parle de puits à débit de production élevé.

II.3.3 En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz servant comme gas lift provient soit du gaz associé à l'huile produite, soit d'un gisement de gaz avoisinant. Par conséquent deux types sont considérés :

- **Gas lift en circuit fermé:** le gaz utilisé dans ce cas est le gaz associé avec l'huile après l'avoir traité.
- **Gas lift en circuit ouvert :** le gaz provient d'un gisement de gaz se trouvant au voisinage du puits d'huile. Le gaz qui a servi pour gas lift est brûlé en torche.
- **Auto gas lift :** en cas de présence d'un réservoir de gaz au dessus de celui d'huile et avec une complétion adéquate, ce dernier pourrait lifter l'huile en surface.

II.4 Les principaux paramètres du gas lift

II.4.1 Pression en tête du puits

Plus la pression en tête est basse moins il faudra du gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume du gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes.

Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

II.4.2 Pression du gaz injecté

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vannes de décharge en (single point) ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

Quand la pression disponible est faible il est très utile de pouvoir l'augmenter de quelques bars pour pouvoir démarrer le puits.

II.4.3 Profondeur d'injection du gaz

Le point d'injection influe considérablement sur l'efficacité du gas lift. Plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace, surtout dans les puits à fort indice de productivité. La figure ci-dessous est une illustration de la profondeur d'injection du gaz.

II.4.4 Indice de productivité important et effet skin

La productivité d'un puits est directement liée au gradient de pression entre le réservoir et le fond et donc la pression de fond dynamique. L'activation par gas lift au même titre que les autres techniques d'activation permet de réduire cette dernière. L'effet est très considérable dans le cas des puits à grand IP ou le gas lift amène des débits spectaculaires.

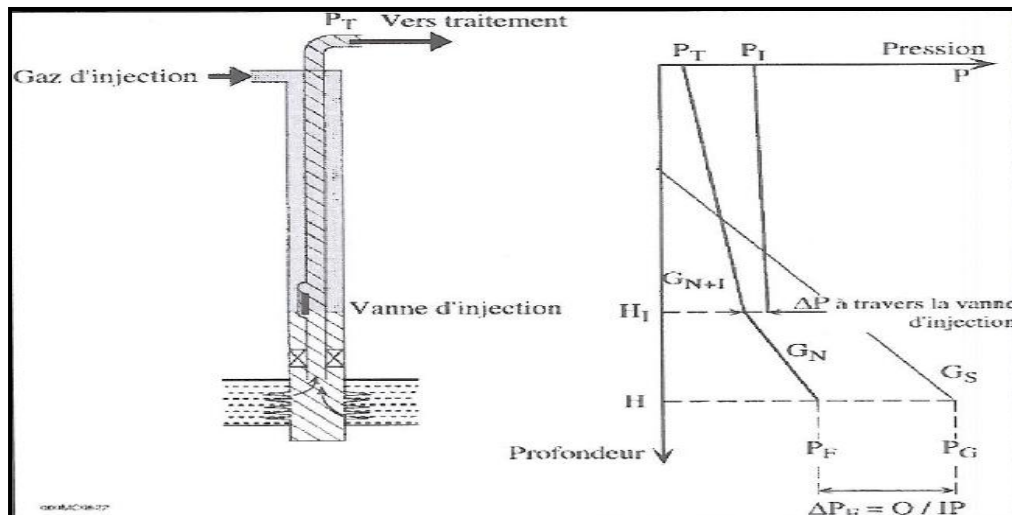


Figure A.3.11: profondeur d'injection du gaz lift

II.5 Avantages et inconvénients du gas lift

II.5.1 Avantages

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Applicable pour les puits ayant un GLR relativement élevé.
- Equipements de puits simple et vannes gas lift récupérables au câbles : possibilité de modifier les paramètres de fonctionnement sans faire monter le tubing.
- Permet de démarrer le puits.

II.5.2 Inconvénients

- Nécessite de traitements pour éviter la formation des hydrates et la corrosion des conduites ceci se fait soit par déshydratation ou injection du méthanol pour le problème d'hydrates, pour la corrosion il convient d'utiliser des compléments en aciers spéciaux. Ce qui augmente le cout d'investissement.
- Manipulation des gaz à hautes pressions, ce qui peut être couteux et engendre des risques.
- La non possibilité d'appliquer le gas lift dans le cas d'un casing en mauvaise état.
- Rendement assez faible dans les puits profonds.

Partie **B**

Partie Pratique

1.1. Introduction

La direction régionale de STAH, est une unité opérationnelle de la société nationale SONATRACH, activité amont, division production créée en 1976 dans le cadre de réorganisation de l'ancien secteur de IN AMENAS. Elle est constituée des champs pétroliers de Stah et Mereksen et du champ de gaz d'Alrar.

1.2. Site et situation géographique

La région de STAH se situe à 1500 Km au Sud - Est d'Alger et 110Km au Nord d'IN AMENAS.



Figure B.1.1: Carte de La situation géographique de la région de STAH

Climat :

- ❖ Altitude moyenne de 700 m par rapport au niveau de la mer.
- ❖ Climat désertique, sec et taux d'humidité très faible.
- ❖ Température Max – été - : + 45°C.
- ❖ Température Min – Hiver - : - 5°C.
- ❖ Variations journalières jusqu'à 25°C
- ❖ Pluviométrie jusqu'à 100 mm/an entre Novembre et Janvier.
- ❖ Vents dominants de direction NNE/SSO de vitesse Max de 100 Km/H pendant les périodes de vents de sable entre février et juin.

1.3. Champs existants dans la région

1.3.1. Champs de STAH

Le champ de STAH est situé à 110 Km au Nord d'IN AMENAS et à 13 Km de la frontière Algéro – Libyenne dans le permis de Hassi-Imoulaye.

Le champ a été découvert en Septembre 1971 par le puits STAH-1 bis, qui a mis en évidence des accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs F3, F6 du dévonien moyen et inférieur. Il a été mis en production en Juin 1975.

Les principaux objectifs de l'exploitation sont constitués par les réservoirs Dévonien F3 et F6 A de profondeur moyenne 2700 et 2900m.

La structure de Stah a été découverte par SONATRACH ; les premiers puits forés en 1971 et 1973 ont mis en évidence une structure anticlinale légèrement coffré, de forme assez irrégulière renfermant des réserves en huile dans les niveaux gréseux de Dévonien (F3, F4, F6C1, F6M2) dont les principaux réservoirs sont localisés dans les formations du F3, érodé au sommet et F6C1.

Les dimensions du gisement sont de 13 Km sur 7,5Km.

1.3.2. Champs d'ALRAR

Le champ d'ALRAR se trouve dans le prolongement de l'axe Sud- Est de champ d'huile de STAH (24 Km environ) et à 25 Km environ du champ de ZARZAITINE au Sud d'IN AMENAS.

Le champ d'ALRAR a été découvert en Août 1961 par le forage AL525 (ex-ALE -1) révélait la présence d'un gaz humide dans un niveau gréseux du Dévonien moyen (F3).

Dans un premier temps, le gaz produit était utilisé pour maintenir la pression au niveau du champ de ZARZAITINE.

Le réservoir dévonien F3 d'ALRAR Est et Ouest est un piège du type mixte (stratigraphique et structural), il se présente sous la forme d'un monoclinal faillé à pendage Nord-Nord Est, Sud-Sud-Ouest allongé dans la direction Nord -Nord Est, Sud-Sud Est.

La structure est limitée :

- A l'Est par la frontière libyenne
- Au Nord par l'aquifère
- Au Sud et à l'Ouest par la disparition des grès du F3

La structure du F3 est compartimentée par plusieurs accidents Nord-Sud ;

CHAPITRE 01 : PRESENTATION DE LA REGION STAH

Les deux gisements Est et Ouest sont séparés par une faille moyenne non étanche de rejet 100m, passant entre ALB-1 et AL-510 (ex AL-2).

Le compartiment d'ALRAR Ouest et DAIA ZARET est la suite du gisement d'ALRAR vers l'Ouest.

Le pendage du réservoir F3 est faible, la profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m.

L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700m au-dessus du niveau de la mer.

1.3.3. L'anneau d'huile d'Alrar

A été mis en évidence en 1969, par le forage du puits NAL103 dans le réservoir Dévonien F3 de la partie nord du champ Alrar, et mis en production en Janvier 2006.

1.3.4. Champs de MEREKSEN

Il est situé à 130 Km au Nord d'IN AMENAS sur la Hamada de TINHERT, dans la partie Sud- Est de la parcelle d'exploitation du permis d'OUAN-DIMETA à proximité de la frontière Algéro-Libyenne il se trouve sur le flanc Sud du bassin de GHADAMES.

Le champ de MEREKSEN est découvert en 1973 et mis en production en 1975 ; les travaux de recherches et de découvertes ont été menées conjointement de SONATRACH et TOTAL-ALGERIE, dans le cadre d'accord d'association (51%49%).

Les principaux objectifs de l'exploitation sont constitués par les réservoirs F3 et F6 de profondeur moyenne respective 2780 et 2920 m.

La structure générale du gisement de MEREKSEN se présente sous la forme d'un anticlinal.

Les dimensions de la structure sont environ de 6 km sur 5 km.

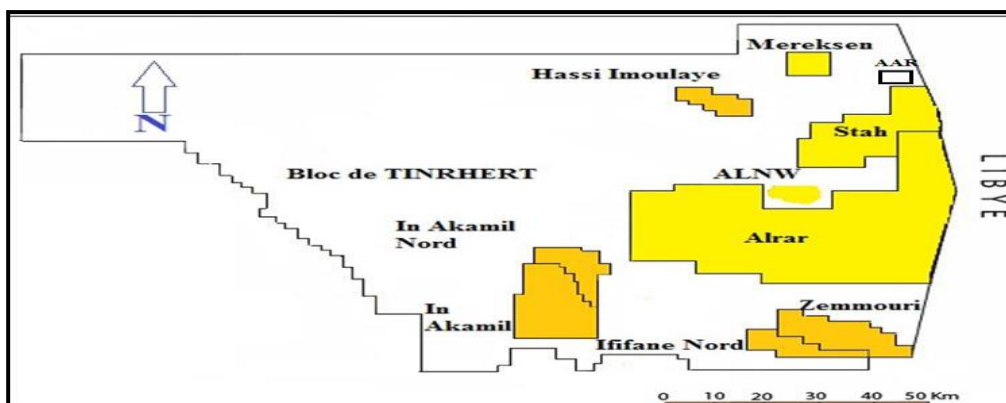


Figure B.1.2: carte des champs existants au niveau de Stah

1.4 Géologie de la région de STAH

1.4.1 Description litho-stratigraphique

La coupe stratigraphique Type du champ de STAH se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien gréseux au Sénonien calcaire. L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par la discordance hercynienne.

➤ Mésozoïque

✓ Crétacé

❖ Formation de Oued Tifsit (Sénonien)

Il est représenté par un calcaire dolomitique blanc-crème à jaunâtre, parfois blanc laiteux microcristallin et dur.

❖ Turonien

Il est subdivisé en deux ensembles lithologiques: le premier est représenté par un calcaire blanc à beige, microcristallin, dur légèrement dolomitique, le second; par de marne grise tendre à pâteuse.

❖ Cénomaniens

Il est représenté par une argile verte au sommet et brunâtre à rouge brique vers le bas, tendre à pâteuse, localement carbonatée, au sein de cet ensemble argileux, on note une intercalation de passées de gypse blanc, translucide, fibreux et de calcaire blanc, microcristallin légèrement dolomitique.

❖ In Akamil

Argile brune rouge, verâtre, tendre à pâteuse.

Grès blanc à gris blanc, fin à moyen, à ciment silico-argileux, friable.

❖ Taouratine

Sable blanc vitreux, transparent à translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi, arrondi par endroits, avec passées de :

Grès blanc à blanc beige, brun, parfois gris fin à moyen, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé, et de :

Argile brun rouge, grise, silteuses tendre à indurée, parfois sableuse.

Dolomie beige, argileuse, indurée.

✓ **Jurassique/Trias**

❖ **La série Zarzaitine**

Argile brun rouge, verdâtre, silteuses, tendre à indurée, parfois sableuse.

Grés gris, gris blanc, parfois blanc, fin silico-argileux, parfois argileux, friable à moyennement consolidé.

Sable blanc vitreux, rosâtre, moyen à grossier, subanguleux à arrondi

➤ **Paléozoïque**

✓ **Carbonifère**

❖ **Tiguentourine**

Argile brune rouge, gris verdâtre, vert clair, silteuses, tendre à indurée, localement sableuse, légèrement carbonatée par endroits.

Grés blanc à gris blanc, fin siliceux, localement argileux, consolidé à bien consolidé.

❖ **Westphalien "F"**

Calcaire blanc, blanc beige, beige, parfois gris blanc, microcristallin, tendre à moyennement dur.

Marne brun chocolat à marron, parfois grise à gris sombre, tendre à indurée.

Argile brun rouge, silteuses tendre à indurée.

❖ **Westphalien & Namurien "E"**

Marne grise, gris clair, brun chocolat, marron, tendre à indurée.

Calcaire blanc, parfois beige à jaunâtre, microcristallin, tendre à moyennement dur.

Argile brun rouge, silteuses, parfois carbonatée, tendre à indurée.

❖ **Namurien "D"**

Argile gris sombre à noir, silteuses, feuilletée, légèrement micacée, tendre à indurée.

Grés beige à blanc parfois gris clair, fin à très fin, argilo-carbonaté à carbonaté, friable à moyennement consolidé.

❖ **Viséen "C"**

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, parfois micacée, légèrement carbonatée, tendre à indurée, avec traces de :

Calcaire gris blanc à gris brun, argileux, tendre, parfois gréseux, dur.

Grés blanc à gris blanc, gris beige, parfois gris, fin à très fin, argilo-carbonaté, friable à moyennement consolidé.

❖ Viséen "B"

Grés gris clair, gris blanc, parfois gris beige, fin à très fin, parfois moyen, argileux à silico-argileux, légèrement carbonaté, moyennement consolidé.

Argile gris foncé, gris noir, noire, silteuse, micacée, localement feuilletée, tendre à indurée.

❖ Tournaisien "A"

Argile grise, gris foncé à noire, silteuse, feuilletée, micacée, tendre à indurée. Grés gris clair à gris brun, fin à très fin, silico-argileux, friable, parfois blanc, fin siliceux, Consolidé.

✓ Dévonien

❖ Dévonien Supérieur "F2"

Grés gris à gris blanc, fin à très fin, moyennement dur à dur, parfois beige, fin à très fin, légèrement carbonaté, tendre.

Argile noire, micacée, silteuse, tendre à indurée.

❖ Dévonien Moyen (série argileuse)

Argile gris noire, silteuse, micacée, tendre à indurée.

Grés gris brun, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé.

Calcaire gris brun, argileux, tendre.

❖ Dévonien Moyen "F3"

Grés gris à brun sombre moyen à grossier, arrondi à subarrondi, compact, moyennement dur, mal cimenté, à pigmentations noires.

Présence de grains de quartz bleuâtre et blanc laiteux, de veinules de calcite, vacuoles de dissolution et joints stylolitiques.

❖ Dévonien intra "F3 –F4"

Argile gris foncé à noire, légèrement carbonatée, silteuse, indurée.

❖ Dévonien Moyen "F4"

Grés gris à gris clair, parfois gris beige, fin à très fin, friable à moyennement consolidé, à ciment silico-argileux.

Argile grise à gris clair, silteuse, tendre à indurée, parfois légèrement carbonatée.

❖ Dévonien inférieur "F6 unité C3"

C'est une superposition de deux barres de grés blanc à gris clair, fin à moyen, siliceux à quartzitique, séparées par des passages d'argile grise à gris noire, tendre, silteuse, feuilletée.

❖ Dévonien inférieur "F6 unité C2"

❖ Dévonien inférieur "F6 unité C1"

✓ Silurien

❖ Silurien "F6 unité A"

Cette unité est représentée essentiellement par une succession rythmique de niveaux métriques de grés brun, moyen à grossier, subanguleux, moyennement dur à friable, riche en dragées de quartz, séparées par des passés d'argile grise à noire, indurée, feuilletée.

❖ Silurien "F6 unité M2"

Elle est subdivisée en deux ensembles bien distincts, soient :

L'ensemble supérieur : est représenté par des grés blanc à gris, fin à moyen, parfois grossiers, moyennement dur, siliceux à silico-argileux.

L'ensemble inférieur : est représenté par une argile grise à noir, indurée, silteuse, où s'intercalent des passées de grés gris-clair, fin à moyen, argileux.

❖ Silurien "F6 unité M1"

Elle est représentée par des barres sableuses développant dans les argiles grises de plateforme. Elles sont constituées par des grés fins bien classés, des galets mous d'argile et des grés ferrugineux, légèrement prédominant, à oolithes de chlorite vert à brun.

CHAPITRE 01 : PRESENTATION DE LA REGION STAHL

PREVISIONS GEOLOGIQUES					
AGE	PROF	ETAGE		LITHOLOGIE	
CRETACE		Sènonien		Calcaire	
		Turonien et Cénomanién		Dolomie Calcaire et Argile	
	168				
		Argile à Gypse		Argile et Gypse	
	302.5	In Akamil		Argile et Grés	
	342	Taouratine		Argile Grés et Sable	
JURASSIEN	557	Zarzaïtine	Sup.		
			Moy.		
TRIAS			Inf.		Alternances D'argile De sable
CARBONIFERE	1086	Tiguentourine		Argile , Calcaire et Sable	
	1202	Westphalien et Namurien		Calcaire Argile , Marne et Grés	
	1661	Viseen C		Argile , Grés , bancs de dolomie et Calcaire	
		Viseen B			
	2130	Tournaisien A		Argile avec intercalations de Grés	
DEVONIEN	2451	Supérieur	F2	Grés argileux	
	2501.5		Série Argileuse	Argile	
		Disc. Frasn.			
	2693	Moyen	F3	Grés+quartzites	
	2758		F4	Grés , argile	
	2825	Inférieur	C3	Grés et argile	
2853.5	C2				
		C1			
		A			
SILURIEN	2882	Lludlow	M2		
	2906		M1		
				Argile à graptolite	

Figure B.1.3: Colonne stratigraphique type de la région de STAHL

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

2.1 Introduction

Le but principal de ce chapitre est de caractériser le réservoir Dévonien F-3, en appliquant la méthode de l'analyse du déclin ou production analysis (PA) sur trois puits à savoir les puits stah-37, stah-51, stah-64.

Les méthodes employées pour l'interprétation sont des méthodes avancées basées à la fois sur l'historique du débit et de la pression.

Il faut noter que la caractérisation, comme dans le well test se fait localement et d'une manière moyennée ; les paramètres à déterminer sont des paramètres moyens représentatifs de la zone de drainage de chaque puits.

L'objectif de ce chapitre aussi, est d'avoir après caractérisation un modèle analytique simulé, qui cale fidèlement l'historique de production et de pression de fond dynamique pour prédire d'une façon assez raisonnable le comportement futur de chaque puits.

2.2. Description du réservoir F-3

Avant de commencer l'analyse et l'interprétation, j'ai préféré donner une courte description du réservoir F-3 de point de vue géologique, petrophysique et historique de production, ainsi que le régime de drainage dominant dans ce réservoir.

2.2.1. Géologie

Le réservoir F-3 de l'âge dévonien a été découvert en 1971, il fait partie d'un anticlinal faillé de direction Nord Est-Sud Ouest, c'est le réservoir le plus potentiel et productif parmi les réservoirs (F-4, F-6) constituant le champ de Stah.

Il s'agit d'un réservoir gréseux subdivisé en deux parties, séparées par un ban argileux dit : intermediate marine shale, les deux parties sont décrites comme suit:

- Partie inférieure : d'une épaisseur de 50m, cette couche est porteuse d'eau, seul une faible portion contient l'huile et cette dernière est économiquement non rentable.
- Partie supérieure : contenant d'importantes réserves d'huile et ayant une épaisseur allant de 35m à l'Est jusqu'à 10m à l'Ouest.

Il faut noter que les études visant à établir un modèle géologique du réservoir F-3, se sont concentrées uniquement sur la partie supérieure. Pour cela, cette dernière est subdivisée en quatre couches géologiques : L-1, L-2, L-3, L-4. Cette subdivision s'est basée sur les études géologiques et petrophysiques.

Les couches géologiques à leurs tours, sont subdivisées en 14 couches pour faciliter la représentation du mouvement des fluides pour la simulation du réservoir.

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

2.2.2. Petrophysique

Les études petrophysiques du réservoir F-3, ont été effectuées pour 53 puits, ceci est fait en se basant sur les données de la diagraphie et le carottage. L'analyse des données a abouti à :

L'épaisseur totale varie de 40 à 57 m, sauf sur les puits du sommet qui sont érodés et qui présentent une valeur variant entre 26 et 34 m.

La porosité se répartit géographiquement comme suit :

- De faibles porosités à la base, sont notées à l'Est de la structure.
- A l'Ouest, les zones compactes sont plus irrégulièrement disséminées.
- Le Nord présente une distribution plus homogène de la porosité que le Sud

La base du réservoir est constituée par des grès très fins avec une porosité de 5 à 10% et une perméabilité nulle.

Les valeurs moyennes sont:

Hauteur totale (m)	32
Epaisseur utile (m)	15
Porosité (%)	13,2
Saturation en eau (%)	11
Perméabilité (mD)	320

Tableau B.2.1: Caractéristiques petrophysiques du réservoir F-3

2.2.3. Historique de production

Le réservoir F-3 a été mis en production en juin 1975, La production totale estimée d'huile est de $19,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ c'est-à-dire 40% des réserves en place ($\text{OOIP} = 48 \cdot 10^6 \text{ m}^3$).

La couche la plus productrice est L-3, du moment quelle est la seule couche productive à travers le champ de Stah. Les couches L-2 et L-4 contribuent équitablement, mais ne sont productives que sur les flancs Nord et Est du champ. La couche L-1 est très limitée et ne contribue pas à la production d'huile.

La date de mise en service de l'injection d'eau: MAI 1978, actuellement cette injection, ainsi que celle du gaz sont arrêtés car la géologie du champ n'est pas favorable.

La figure ci-dessous montre l'historique de la production cumulée annuelle d'huile en (m^3) du réservoir F-3 allant de 2006 jusqu'en 2015.

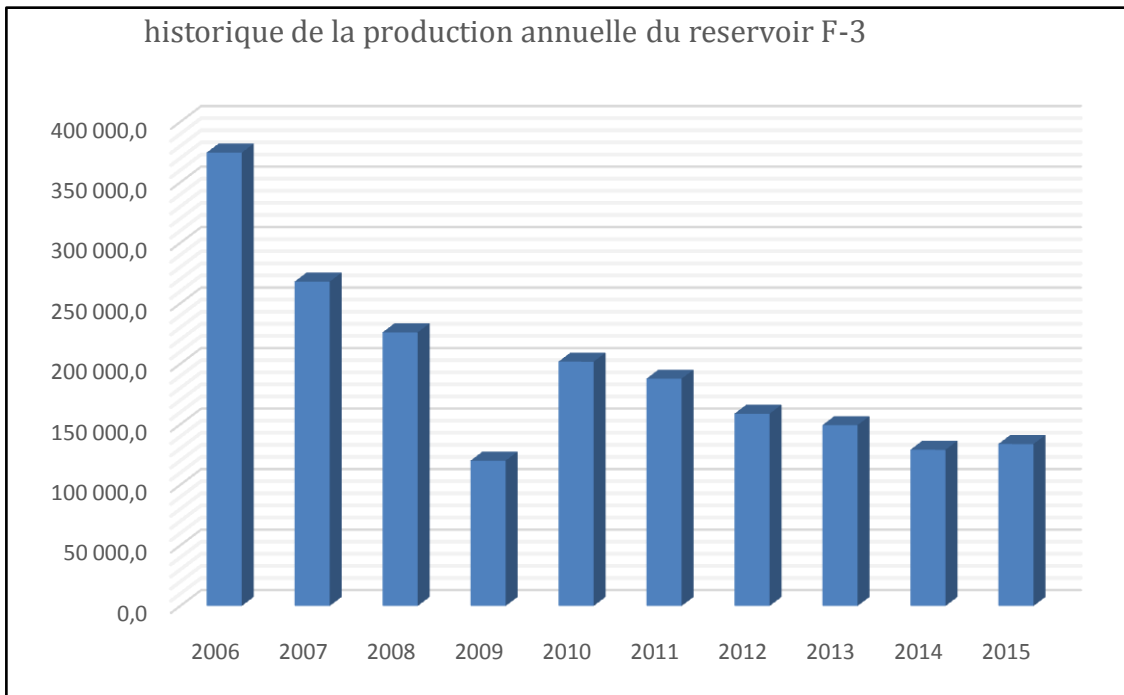


Figure B.2.1: historique de production du réservoir F-3 (2006-2015)

On constate que la production d'huile chute d'une façon significative, ceci peut s'expliquer par le fait que le régime de drainage dominant dans le réservoir est le régime de drainage par gaz dissous du moment que la pression du réservoir est sous la pression de bulle. Aussi, il ne faut pas perdre de vue que la plus part des puits ont un water cut élevé à cause de l'injection d'eau non étudié appliqué par le passé.

2.2.4. Régime de drainage dominant dans le réservoir F-3

Comme le régime de drainage dans un réservoir représente la source d'énergie permettant de transporter l'effluent de fond à la surface, son influence sur l'historique du débit et la pression est très significative. De ce fait, la connaissance du régime de drainage dominant dans le réservoir F-3 est primordiale pour une meilleure compréhension du comportement du puits par le passé vu que la chute du débit et la pression sont liée fortement à l'apport ou la source d'énergie.

Le réservoir F-3 est caractérisé par une pression moyenne nettement inférieure à la pression de bulle ; la pression de bulle vaut la pression initial du réservoir (243 bar). Et suite à l'absence d'un aquifère actif, on peut conclure que le régime de drainage dominant dans le réservoir F-3 est le gaz dissous.

2.3 Application de l'analyse du déclin sur les puits ST-37,ST-51,ST-64

Méthodologie de travail

La méthodologie consiste en l'illustration d'une façon détaillée des étapes d'interprétation performée sur le puits stah-37. Pour les autres puits, on va se contenter uniquement de donner les résultats. Le logiciel utilisé dans cette étude est le Topaze.

2.3.1. Aperçu sur Topaze

Topaze fait partie des quatre modules (saphir, robis, diamant, topaze) du logiciel KAPPA. C'est un outil permettant l'analyse de l'historique de production, dont les méthodes avancées y sont intégrées c'est-à-dire l'analyse ne se base pas uniquement sur l'historique du débit, mais aussi sur celui de la pression. La page d'analyse de topaze est montrée dans la figure ci-dessous :

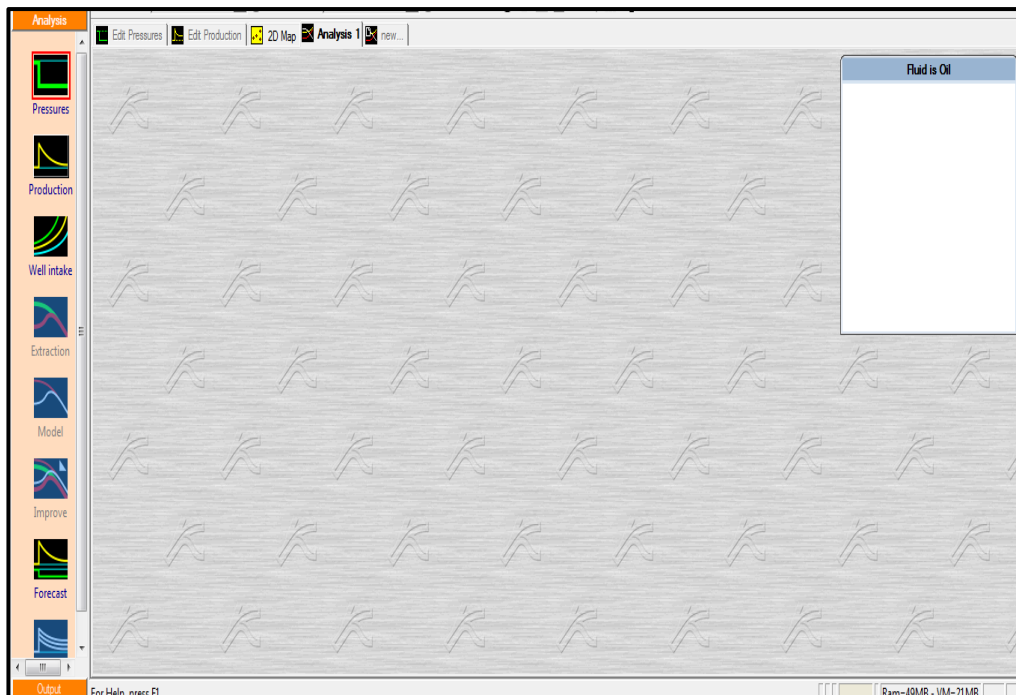


Figure B.2.2: capture de la page d'analyse de Topaze.

Le travail dans topaze se fait en suivant les étapes suivantes :

- Introduction de l'historique du débit en utilisant l'application **Production**
- Introduction de l'historique de la pression en tête en utilisant l'application **Pressure**
- L'historique de pression dont on aura besoin est celui de la pression de fond dynamique. A cause de l'absence d'outils qui permettent la mesure permanente de celle-ci, topaze

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

permet de faire la conversion de la pression en tête à la pression de fond en utilisant l'application **well intake**

- Une fois les étapes précédentes sont achevées, topaze et à travers l'application **Extraction**

Permet de générer les différentes courbes de diagnostics et d'interprétations à savoir : la courbe de Blasingame, le log log plot, les courbes types de Blasingame, p-q plot, rate normalized cumulative plot, courbe de Fetkovich, courbes type de Fetkovich, Arps plot.

Une fois les différentes courbes sont générées, plusieurs paramètres caractéristiques de la zone de drainage du puits sont déterminés, tel que la perméabilité, le skin, le rayon de drainage...etc.

- Lorsque les caractéristiques moyennes de la zone de drainage du puits sont déterminées, un modèle analytique initial simulant l'historique du débit, la pression et la production cumulée est généré en utilisant l'application **Model**
- L'amélioration du modèle initial par l'history matching, qui est une régression non linéaire lancée par topaze est primordial pour qu'il représente fidèlement l'historique et pour pouvoir l'utiliser pour les prévisions futures, ceci se fait à travers l'application **Improve**
- Une fois le modèle final est générée et les caractéristiques de la zone de drainage du puits sont améliorées, l'historique du débit ou de la pression peut être extrapolé au futur en utilisant l'application **Forecast**
- Des études de sensibilité peuvent être performées en variant les caractéristiques du réservoir (perméabilité, le skin), pour observer leur impact sur l'évolution du débit et la production cumulée futurs. Ceci se fait à l'aide l'application **Sensitivity**

2.3.2. Application sur le puits stah-37

L'application de l'analyse du déclin sur le puits ST-37 passe par les étapes suivantes :

a. Préparation des données

La fiabilité de toute étude ou analyse dépend fortement de la qualité des données utilisées, c'est pour cela qu'on a prêté une forte attention quant à la préparation de ces derniers, les données dont on aura besoin sont :

1. L'historique du débit : du moment que les débits ne sont pas enregistrés quotidiennement, l'historique utilisé est celui des testes de jaugeages effectués depuis 1985 (*Annexe 01*).

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

2. L'historique de la pression : vu le non disponibilité de l'historique de la pression de fond, l'historique utilisé est celui des pressions en tête qui correspondent aux dates du test de jaugeage (*annexe 01*) ; le passage de la pression en tête à la pression de fond est illustré dans les étapes à venir.
3. Les caractéristiques du réservoir et du fluide montré dans le tableau ci-dessous :

H(m)	Phi(%)	r _w (in)	Pr(Bars)	B _o (m ³ /m ³)	Mu(cp)	C _i (psi ⁻¹)	Prf(m)	GOR(m ³ /m ³)
13	12	4,5	162,74	1,58	0,239	2,38.10 ⁻⁶	2700	150

T _{reservoir} (°C)	T _{tête} (°C)	(B _o) _{p_b}	P _b (bars)	(μ _o) _{p_b}	ID tubing(in)
114	35	1.725	243	0.239	2.75

Tableau B.2.2: caractéristiques du réservoir et du fluide du puits ST-37

b. Introduction de l'historique du débit et de pression dans topaze

Avant d'introduire les historiques des débits et pressions, on doit introduire les données du puits et du réservoir (rayon du puits, hauteur utile, la porosité), la date de référence (*figure B.2.3*), ainsi que les données PVT (*figure B.2.4*).

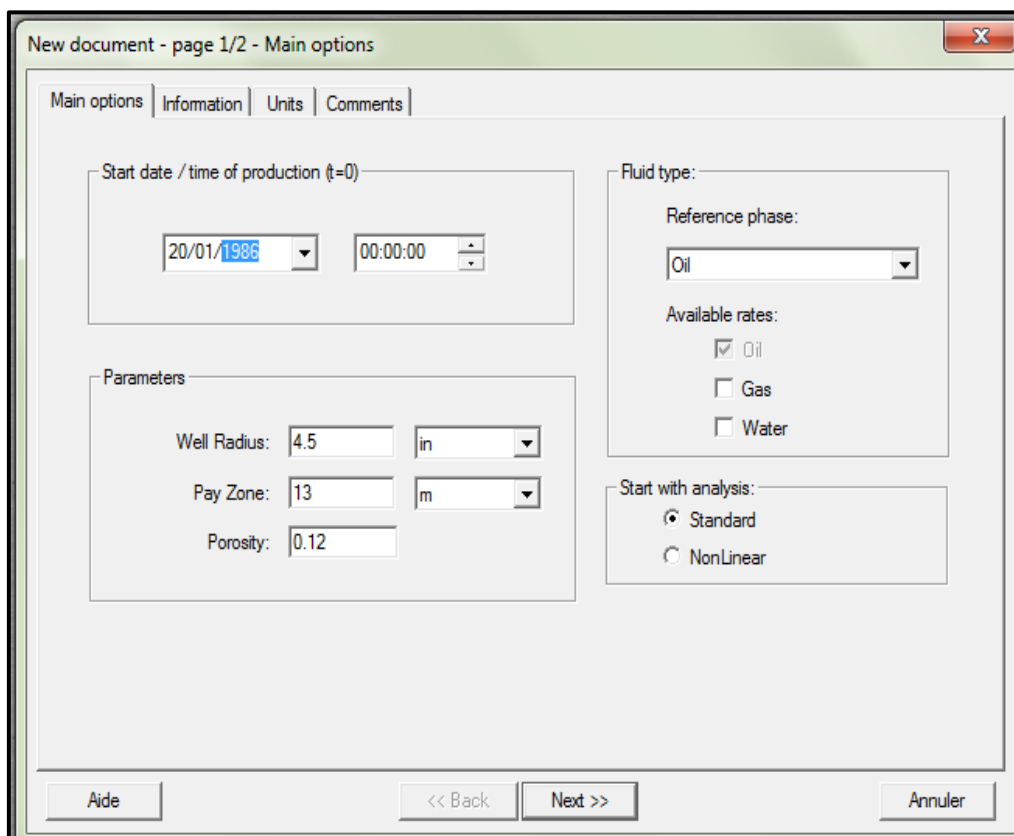


Figure B.2.3: capture d'écran montrant les données du réservoir (Topaze)

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

New document - page 2/2 - PVT parameters

Formation Volume Factor B: 1.58 B/STB

Viscosity μ : 0.239 cp

Total compressibility c_t : 2.38E-6 psi-1

Advanced

Calculate from correlations

So: 1 co: N/A

Sg: 0 cg: N/A

Sw: 0 cw: N/A

So and Sg from Flash

cf: 3E-6

psi-1

Help << Back Create >> Cancel

Figure B.2.4: capture d'écran montrant les données de PVT (Topaze)

Une fois les historiques des débits et des pressions sont introduites dans topaze, on aura la figure suivante :

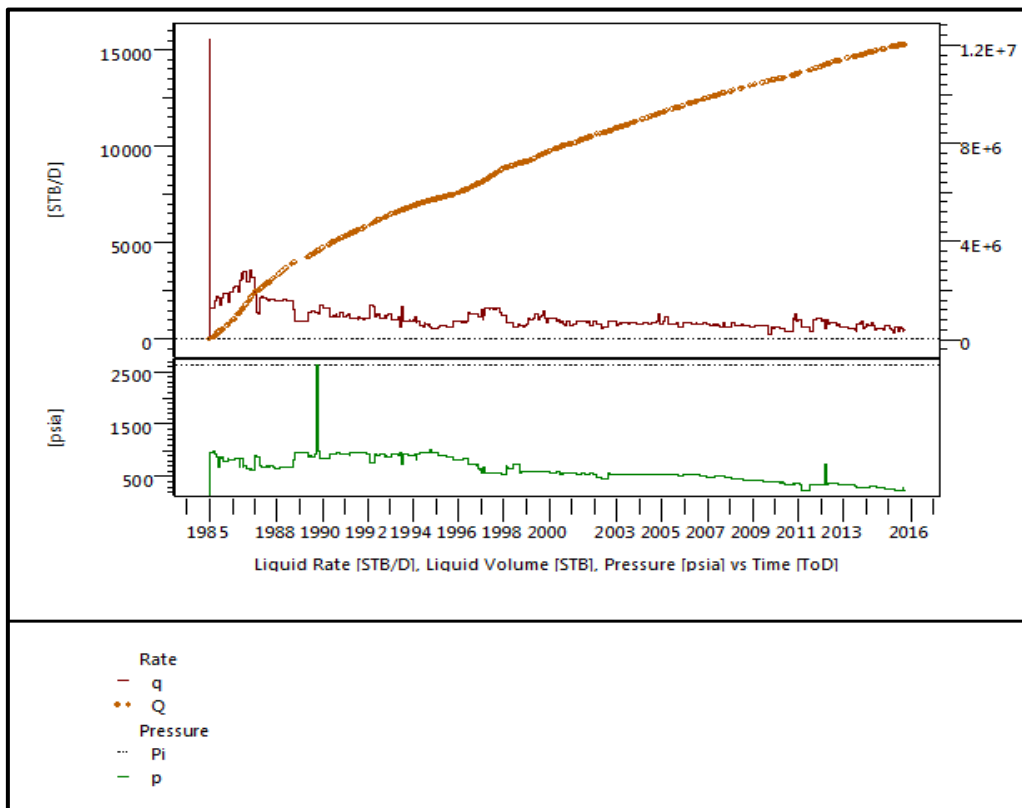


Figure B.2.5: historiques des débits, production cumulée, pressions en tête du puits ST-37

c. Passage des pressions en tête aux pressions de fond dynamiques

Après le chargement des pressions et débits, on doit ramener les pressions de tête au fond à l'aide de l'application well intake de topaze. Pour cela on procède comme suit:

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

1. On choisit le type du fluide et le modèle **use a correlation-tubing flow**.
2. Topaze donne le choix en ce qui concerne la corrélation à utiliser (Corrélation de Hededorn-Brown, Duns-Ros, Orkiszewski, Beggs-Brill, Mukherjee-Brill). on va opter pour celle qui donne des résultats plus proche de la réalité ; la corrélation donnant une pression en tête plus proche de celle mesurée. Pour se faire, on doit faire appel au logiciel PIPESIM et plus exactement à l'application flow correlation matching montrée dans la figure ci-dessous :

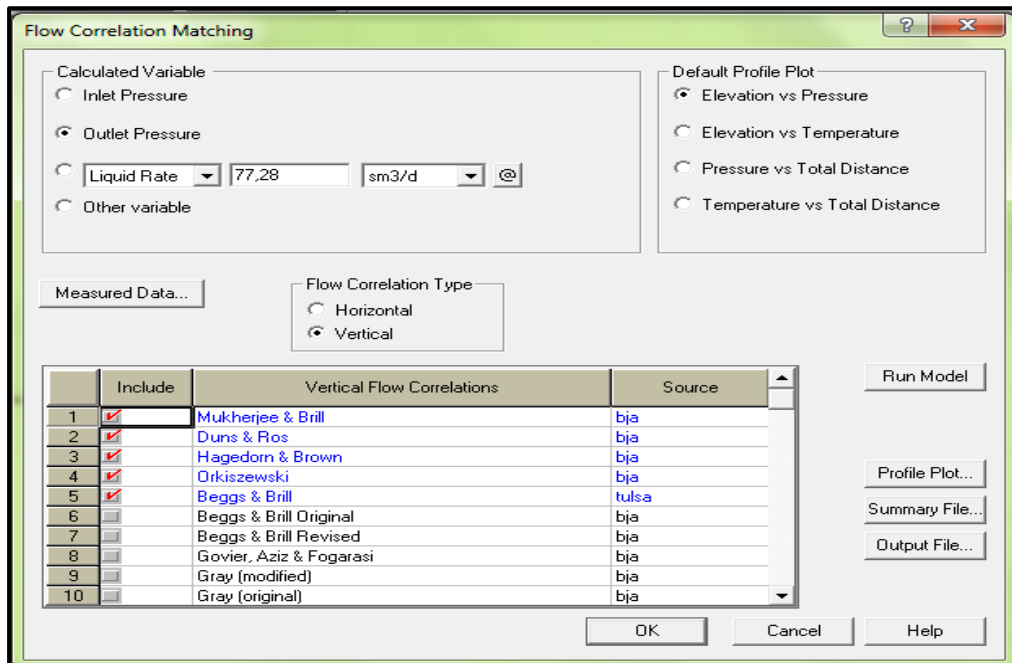


Figure B.2.6: capture d'écran de la fenêtre flow correlation matching

Les résultats obtenus sont montrés dans la figure suivante :

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

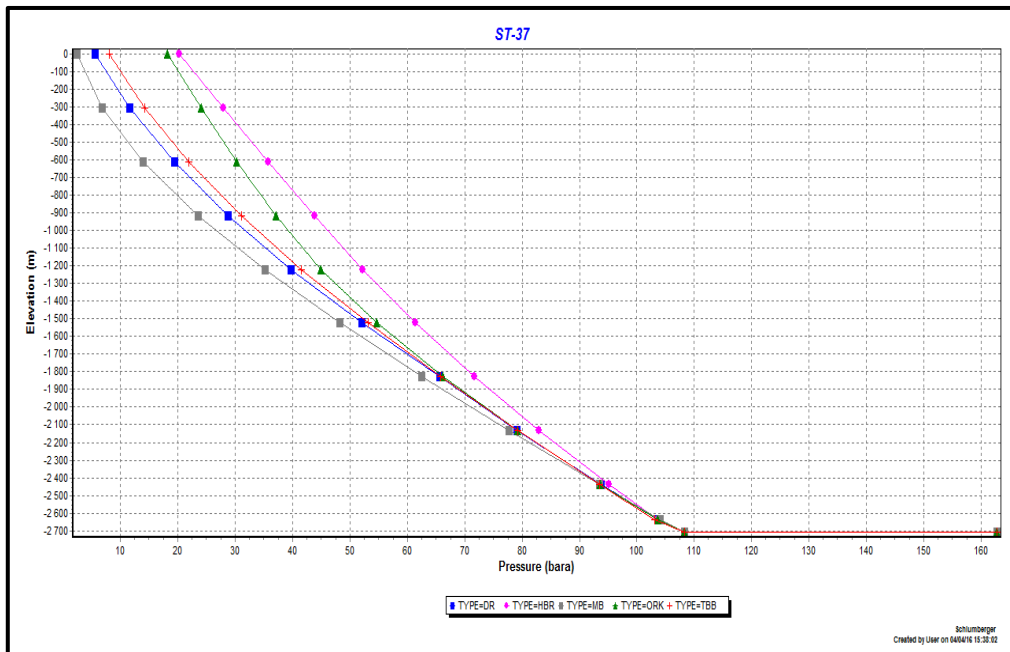


Figure B.2.7: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-37

Il reste maintenant d'identifier la corrélation qui donne une valeur de la pression en tête plus proche de celle mesurée ($p_{wh\text{mesurée}}=20$ Bars). Pour cela on doit calculer l'erreur relative donnée par la formule suivante : $E_{\text{relative}} = \left| \frac{P_{\text{més}} - P_{\text{cal}}}{P_{\text{més}}} \right| * 100$ (%)

Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Corrélation	Symbol	Pression tête Calculée	Erreur relative (%)
Hegedorn-Brown	HBR	20.2752	1.38
Duns-Ros	DR	5.6382	71.80
Orkiszewski	ORK	18.1836	9.08
Beggs-Brill	BB	7.9940	60.03
Mukherjee-Brill	MB	2.4347	87.82

Tableau B.2.3: résultats de calcul des corrélations

On déduit que la corrélation à utiliser pour le passage des pressions de tête au fond est celle de **Hegedorn-Brown**, car elle donne une pression en tête plus proche de celle mesurée.

- Une fois la corrélation est définit, on doit faire entrer d'autre paramètres tel que la température en tête ; pour générer le profil de température, la profondeur du puits, le GOR, le water cut, le diamètre intérieur du tubing (*figure B.2.8*).

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Intake parameters

Main infos | Flow parameters | Display

Well orientation: Vertical Deviated 0 ° (deviation from vertical)

Wellhead temperature 104 °F

Bottom hole depth 8858.27 ft TVD

Bottom hole temperature 237.2 °F

Gas-Oil ratio 842.187 scf/stb

Water Cut 0

Flow correlation: Hagedorn-Brown Bubble Flow

Tubing I.D. 2.992 in

T. Roughness 6E-4 in

Aide Annuler OK

Figure 2.8: capture d'écran de la fenêtre flow parameters (Topaze)

- Le résultat est donné dans le graphe ci-dessous, il représente la variation de la pression de fond dynamique en fonction du débit. En cliquant sur l'icône apply, toutes les pressions de tête sont ramenées au fond.

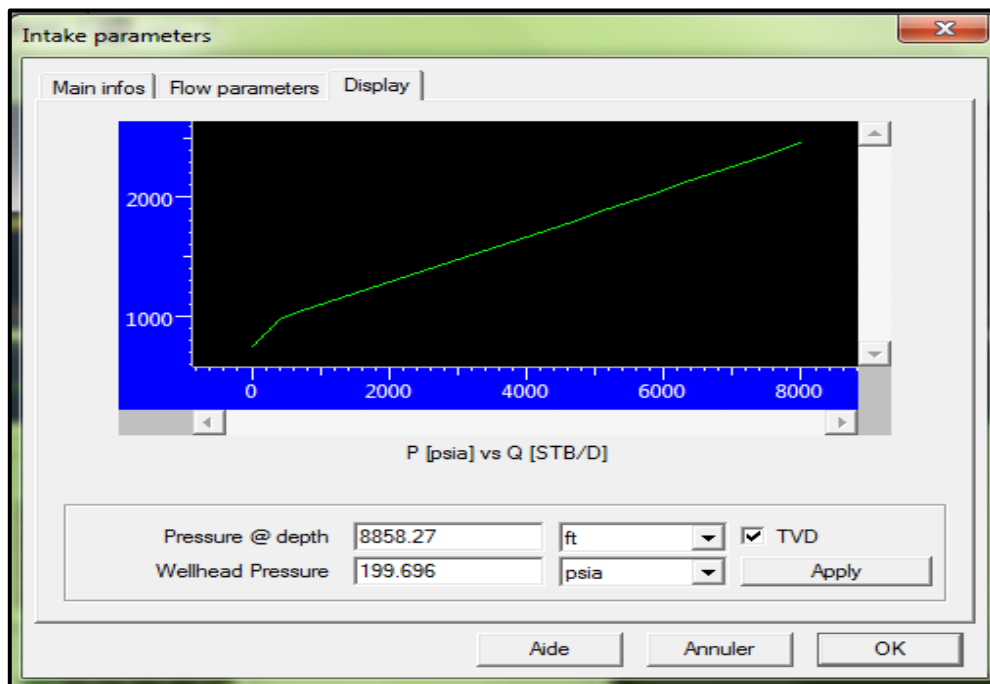


Figure B.2.9: capture d'écran montrant le graphe $p[\text{psia}]$ vs $Q [\text{STB/D}]$ (Topaze)

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

d. Interprétation

Pour cette étape, l'outil à utiliser pour le diagnostic et l'interprétation est les courbes types de Blasingame puisque l'utilisation de celles de Fetkovich est très limitée dans ce cas, car ce dernières sont fondées sur l'hypothèse de la pression de fond dynamique constante.

On va chercher le modèle et ses paramètres initiaux qui génèrent le meilleur matching entre les courbes expérimentales représentées dans la figure de Blasingame (*figure B.2.10*) et les courbes théoriques des courbes types (*figure B.2.11*).

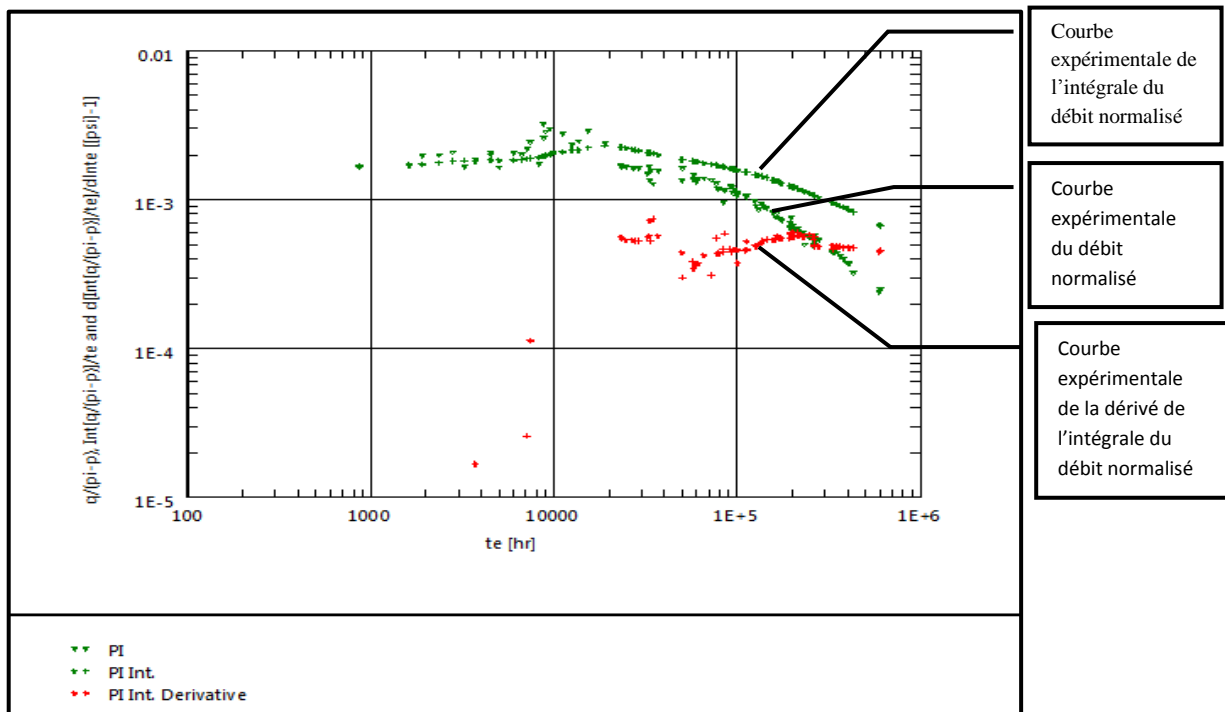


Figure B.2.10: Blasingame plot du puits ST-37

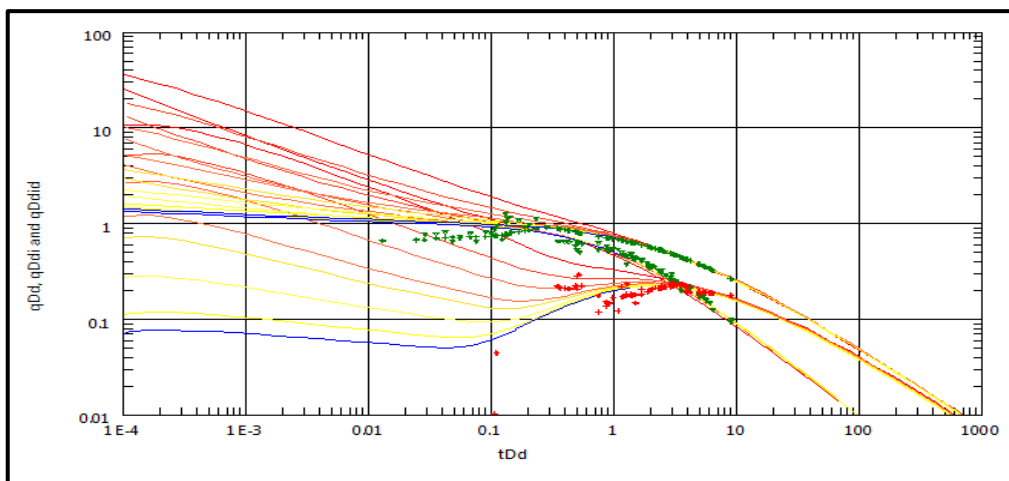


Figure B.2.11: calage des courbes expérimentales du puits ST-37 sur les courbes types de Blasingame

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Les paramètres initiaux du modèle qui génèrent le meilleur matching sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Permeabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
5.46	233	2460	0.907

Tableau B.2.4: paramètre initial du model du puits ST-37

e. Modélisation de l'historique du puits

Une fois les paramètres initiaux sont déterminés, à l'aide de l'application **Model** de topaze, on génère le modèle analytique représentant l'historique du débit, la pression de fond dynamique et la production cumulée (*figure B.2.12*)

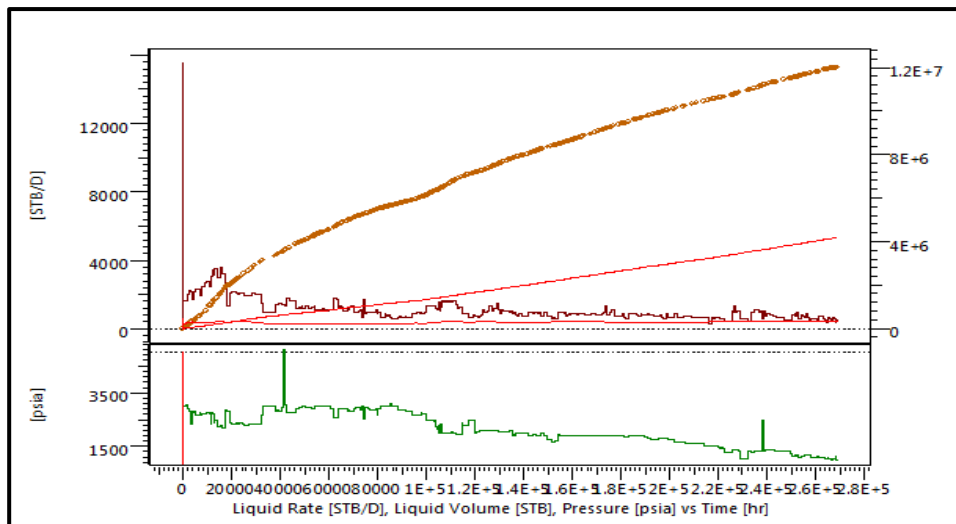


Figure B.2.12: modèles simulé de l'historique du puits ST-37 (Topaze)

f. History matching du modèle

On constate que les modèles simulés et expérimentaux représentent un déphasage important. Afin de pouvoir utiliser le modèle simulé pour faire des prévisions futures de la performance du puits et avoir les paramètres représentatifs de sa zone de drainage, ce dernier doit caler fidèlement le modèle expérimental.

Aperçu sur l'history matching

1. Définition

L'history matching consiste en l'ajustement des paramètres d'un modèle simulé afin d'obtenir une correspondance acceptable avec le modèle expérimental.

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

2. Objectifs de l'history matching

Les objectifs fondamentaux de l'history matching sont l'amélioration et la validation de modèle de simulation ; lorsque le modèle est calé, celui-ci est apte à être utilisé pour faire les prévisions futures.

3. Méthodes de l'history matching

Les deux méthodes manuelle et automatique de l'history matching sont résumées dans le tableau suivant :

Calage manuel	Calage automatique
<ul style="list-style-type: none">-run du modèle pour une période d'historique-Comparer les résultats aux données réels du champ-ajustement des paramètres de simulation par l'ingénieur dans le but d'améliorer le calage.- la sélection des données est basée sur la connaissance et l'expérience.	<ul style="list-style-type: none">-Minimisation d'une fonction objective à l'aide d'un ordinateur i.e : la différence entre la performance observée du réservoir et les résultats de simulation.-l'inconvénient de cette méthode est l'exclusion de l'ingénieur de la phase de l'étude de simulation ; ainsi les résultats peuvent être entachés d'erreurs.

Tableau B.2.5: méthodes de l'history matching

Après avoir donné un petit aperçu théorique sur l'history matching, on passe maintenant à l'amélioration de notre modèle, pour cela on doit faire appel à l'application **Improve** de topaze montrée dans la figure suivante :

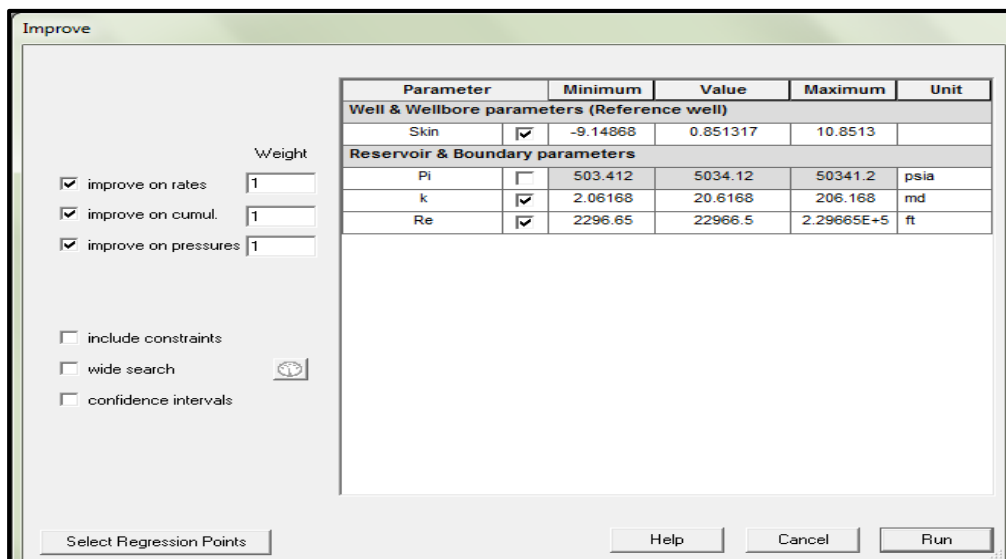


Figure B.2.13: capture d'écran de la fenêtre improve (topaze)

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

Les paramètres du modèle à ajuster sont : la perméabilité, le skin et le rayon de drainage. Le résultat de l'history matching est montré dans la figure ci-dessous :

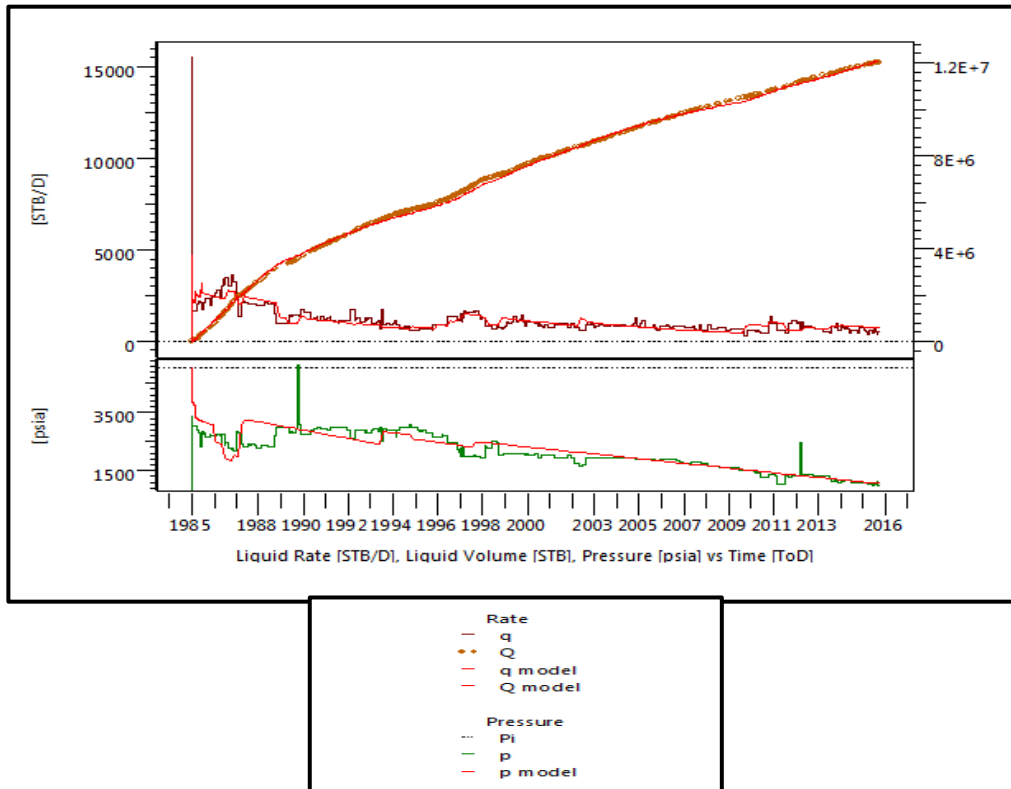


Figure B.2.14: résultats de l'history matching du puits ST-37 (Topaze)

D'après la figure ci-dessus, on constate que l'écart entre le modèle simulé et les résultats expérimentaux est faible donc, on peut dire que le modèle est bien calé.

Les paramètres améliorés du modèle sont données dans le tableau suivant:

Permeabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
17.3	738	2591.86	0.349

Tableau B.2.6: paramètres finaux caractéristiques de la zone de drainage du puits ST-3

g. Extrapolation de la pression de fond dynamique

Topaze et à l'aide de l'application **forecasting** donne la possibilité d'ajouter à l'historique de pression de fond le déclin futur de cette dernière à un débit constant ; on garde un même débit durant la période d'extrapolation. Les résultats sont donnés dans la figure et le tableau suivants :

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

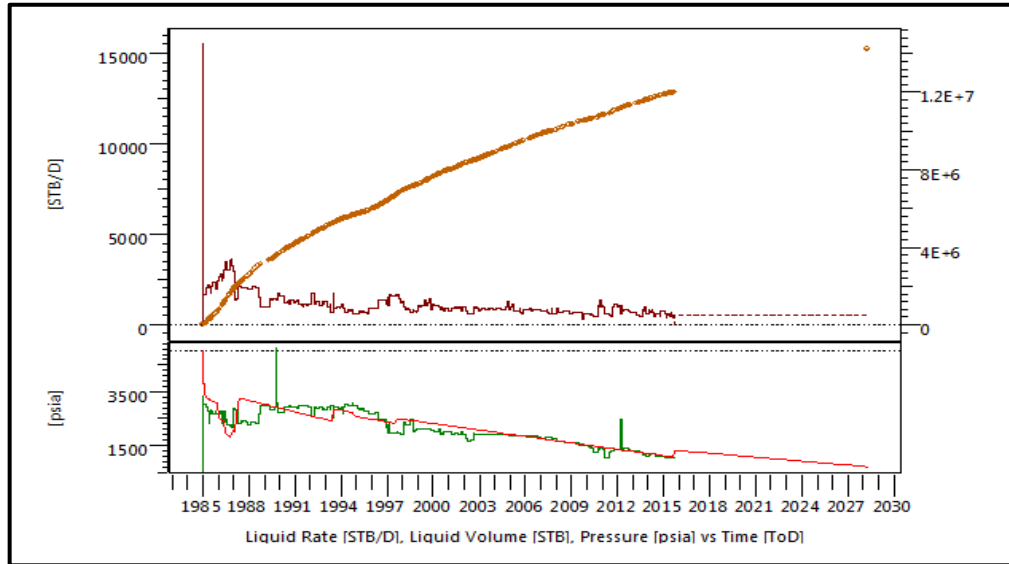


Figure B.2.15 : extrapolation de la pression de fond dynamique du puits ST-37 (Topaze)

Date	Pression (psia)
30/01/2017	1441.96
02/01/2018	1345.25
06/01/2019	1300.00
10/04/2020	1284.10
11/02/2021	1252.53
18/07/2022	1200.96
06/02/2024	1126.90
13/12/2025	1063.09
21/03/2028	968.37

Tableau B.2.7: valeurs future de p_{wf} du puits ST-37

h. Estimation des pressions réservoir futures

Après avoir estimé les pressions de fond dynamique futures, ainsi que les caractéristiques représentatives de la zone de drainage du puits, les pressions réservoirs futures peuvent être à leurs tours estimées, en utilisant la loi de Fetkovich suivante :

$$\bar{p}_r^2 = \frac{2p_b(\mu_o)_{p_b}(B_o)_{p_b}q_o(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)-0.75+S)}{0.00708kh} + p_{wf}^2 \dots\dots\dots (B.2.1)$$

Avec :

- $(\mu_o)_{p_b}$: Viscosité de l'huile à la pression de bulle.
- $(B_o)_{p_b}$: Facteur volumétrique de fond au point de bulle.
- p_b : Pression de bulle.

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

$T_{\text{réservoir}}(^{\circ}\text{C})$	$T_{\text{tête}}(^{\circ}\text{C})$	$(B_o)_{p_b}$	$(\mu_o)_{p_b}$	$P_b(\text{bars})$	ID tubing(in)
114	35	1.725	0.239	243	2.992

Le système d'unité utilisé est le système d'unité pratique.

Le résultat des calculs est donné dans le tableau suivant :

Date	Pression (bars)
30/01/2017	151.94
02/01/2018	147.78
06/01/2019	145.90
10/04/2020	143.96
11/02/2021	142.76
18/07/2022	140.60
06/02/2024	137.74
13/12/2025	135.37
21/03/2028	132.04

Tableau B.2.8: pressions de réservoir futures estimées pour le puits ST-37

On constate que le déclin de la pression du réservoir dans la zone de drainage du puits stah-37 est estimé à une moyenne de 2 bars par année.

2.3.3. Application sur le puits Stah- 51

a. Données utilisées

Les données utilisées pareillement au puits précédent sont :

1. Historique du débit : on a utilisé l'historique de production depuis 2007 (*Annexe 02*).
2. Historique de la pression : l'historique de la pression utilisé est celui de la pression en tête qui correspondent à la date des testes de jaugeage (*Annexe 02*).
3. Les caractéristiques du réservoir et du fluide montrés dans le tableau ci-dessous :

H(m)	Phi(%)	$r_w(\text{in})$	Pr(Bars)	$B_o(\text{m}^3/\text{m}^3)$	$\mu_o(\text{cp})$	$C_t(\text{psi}^{-1})$	Prf(m)	GOR(m^3/m^3)
14	13	4,5	170,65	1,58	0,239	$2,3810^{-6}$	2685	634

Tableau B.2.9: caractéristiques du réservoir et des fluides du puits ST-51

b. Chargement de l'historique du puits dans topaze

Après avoir introduit les paramètres du puits et les données PVT du fluide, ainsi que les historiques du débit et la pression en tête on aura la figure ci-dessous:

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

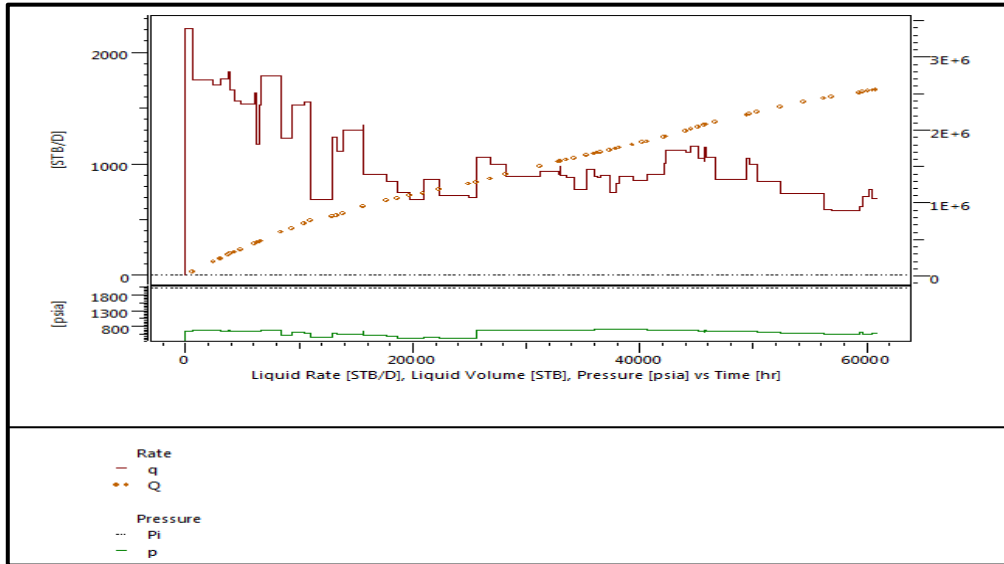


Figure B.2.16: historique du puits ST-51 (Topaze)

c. Modélisation et choix de la corrélation

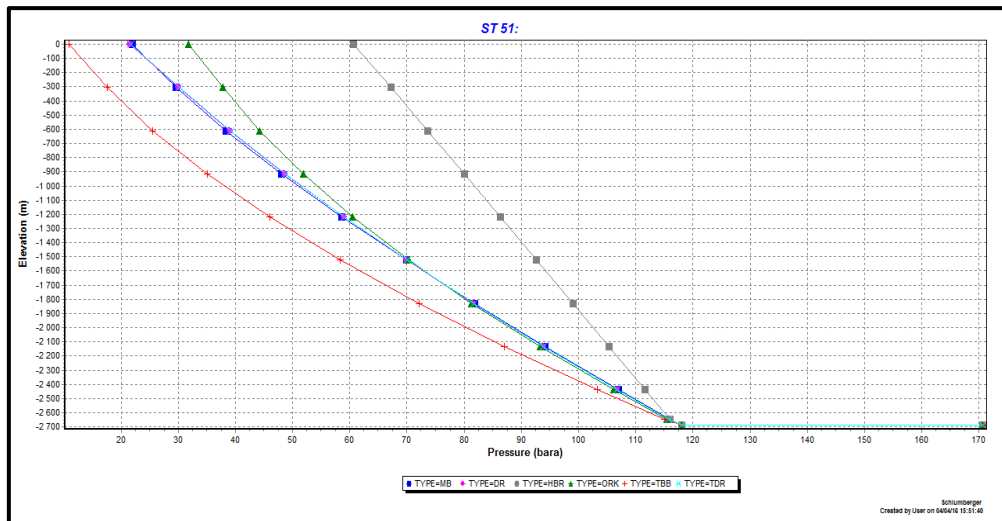


Figure B.2.17: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-51 (PIPESIM)

Le tableau ci-dessous montre la pression en tête calculée par chaque corrélation ainsi que l'erreur relative par rapport à la pression en tête mesurée ($P_{\text{tête mesurée}}=21$ bars).

Corrélation	Symbol	Pression tête Calculée	Erreur relative (%)
Hegedorn-Brown	HBR	60.5833	188.49
Duns-Ros	DR	21.5996	2.86
Orkiszewski	ORK	31.7340	51.11
Beggs-Brill	BB	10.8950	48.12
Mukherjee-Brill	MB	22.0162	4.83

Tableau B.2.10: résultats de calcul des corrélations du puits ST-51.

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

On constate que la corrélation donnant une pression en tête plus proche de la pression mesurée est celle de **Duns-Ros**. Donc, elle est la plus apte à être utilisée pour le passage de la pression de la tête au fond.

d. Interprétation

Le calage des données expérimentales représentées dans la courbe de Blasingame avec les courbes types de ce dernier (*figure B.2.18*) donne les paramètres suivants :

Perméabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
10.3	508	2788	0.453

Tableau B.2.11: résultats du matching du puits ST-51

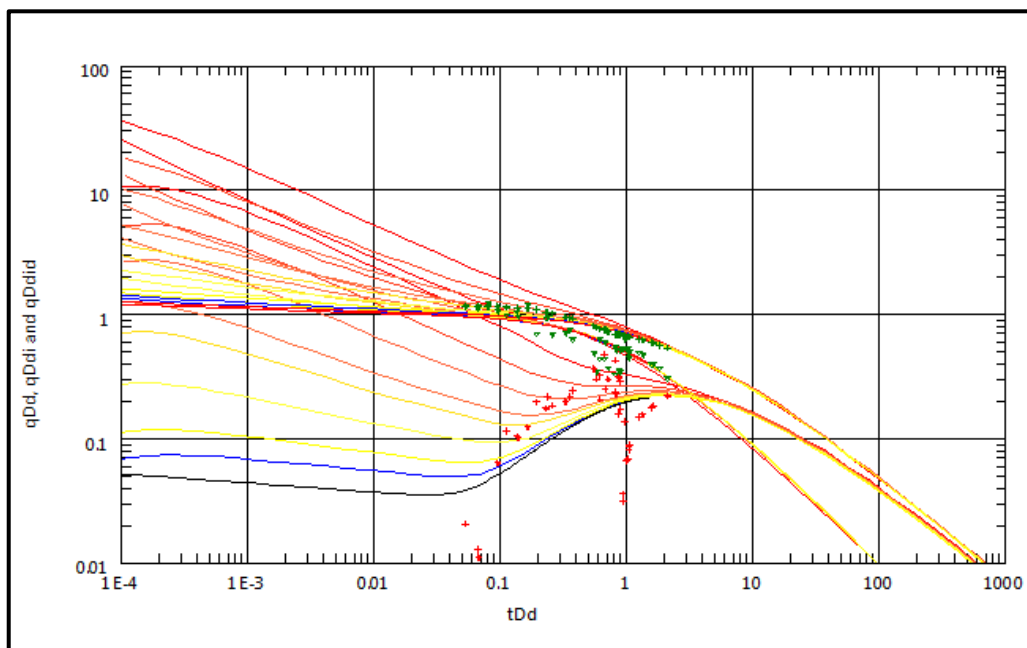


Figure B.2.18: calage des données expérimentales du puits ST-51 sur les courbes types de Blasingame (Topaze)

Les paramètres ci-dessus permettent de générer un modèle initial de l'historique du puits comme le montre la figure suivante :

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

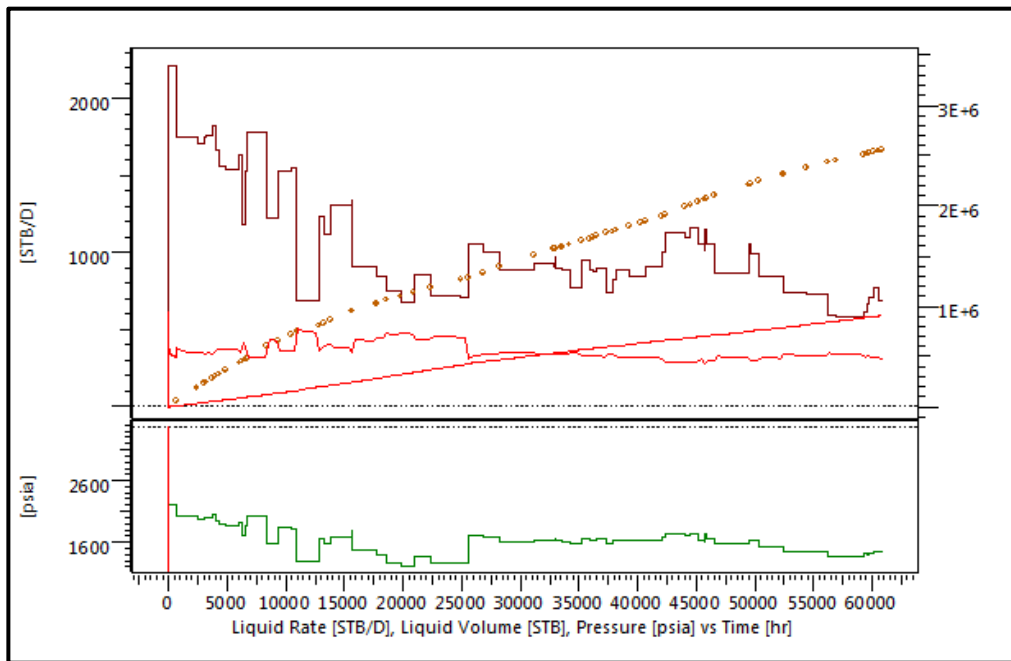


Figure B.2.19: visualisation du modèle simulé sur l'historique de production du puits ST-51 (Topaze)

e. History matching du modèle

On constate que le modèle généré à partir des caractéristiques représentatives de la zone de drainage ne cale pas fidèlement les données expérimentales. Cependant, pour améliorer ces dernières et valider le modèle théorique pour les prévisions futures, on doit procéder à l'history matching du modèle. La courbe de l'historique après l'amélioration du modèle, ainsi que les paramètres finaux sont représentés successivement dans la figure et le graphe ci-dessous :

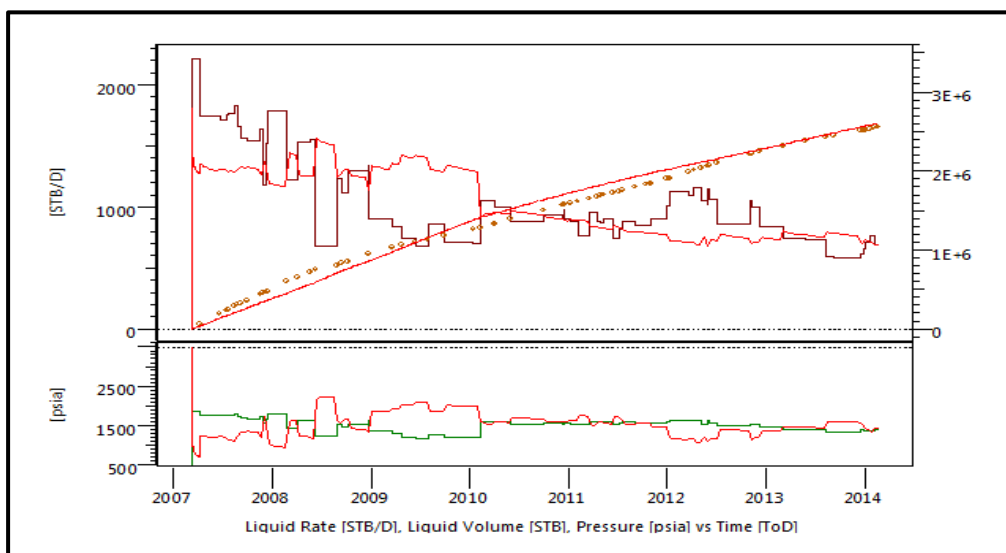


Figure B.2.20: visualisation de l'history matching du puits ST-51

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

Perméabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
15.5	762	2854	0.585

Tableau B.2.12: caractéristiques améliorées du puits ST-51

Un déphasage assez important est observé entre les deux modèles simulé et expérimental. Ceci est du principalement à la qualité des données disponibles.

f. Extrapolation de la pression de fond

Une fois le modèle théorique de la pression de fond dynamique est validé, on peut procéder à une prévision future du déclin de cette dernière comme le montre la figure suivante :

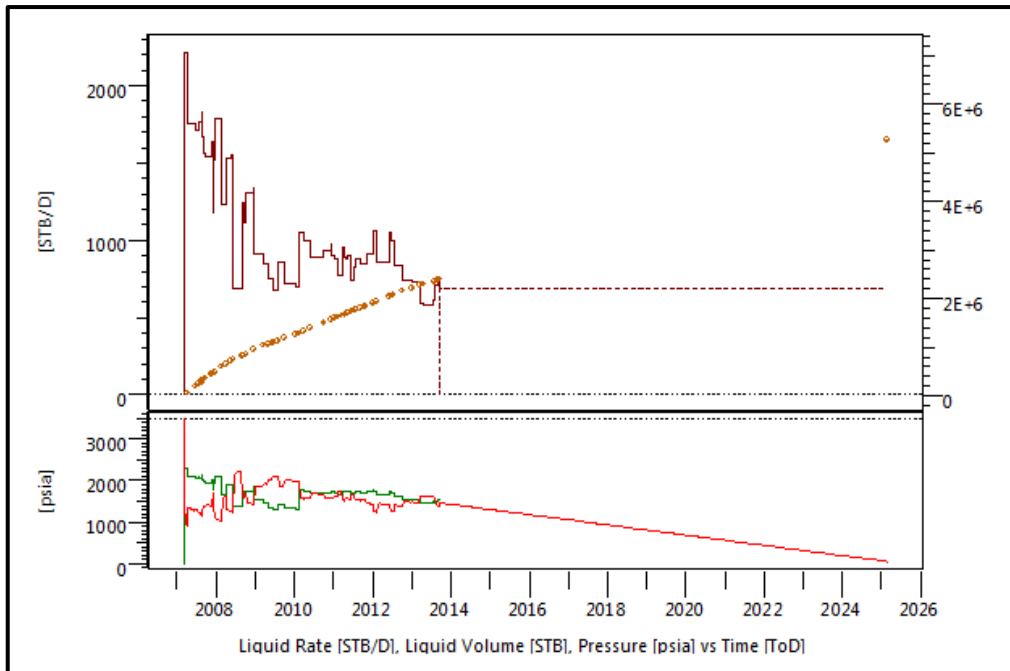


Figure B.2.21: visualisation de l'extrapolation de P_{wf} du puits ST-51(Topaze)

Le tableau ci-dessous montre les prévisions futures des quatre prochaines années de la pression de fond dynamique du puits ST-51 :

Date	Pression (psia)
09/12/2017	1514.42
05/01/2018	1492.50
07/01/2019	1448.68
03/01/2020	1426.76

Tableau B.2.13 : prévisions futures de P_{wf} du puits ST-51

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

g. Estimation des pressions réservoir futures

Les pressions réservoir futures estimées pour le puits stah- 51 sont montrées dans le tableau ci-dessous :

Date	Pression (bars)
09/12/2017	169.89
05/01/2018	167.87
07/01/2019	166.06
03/01/2020	165.19

Tableau B.2.14: pressions du réservoir futures estimées pour le puits ST-51

2.3.4. Application sur le puits stah-64

a. Données utilisées

Les données utilisées pour le puits stah-64 sont les suivantes :

1. Historique du débit : l'historique utilisé est celui des tests de jaugeage datant de 2005(*Annexe 03*).
2. Historique de pression : on a utilisé l'historique des pressions en tête correspondant aux dates des testes de jaugeage (*Annexe 03*).
3. Caractéristiques du réservoir et du fluide montées dans le tableau suivant :

$T_{\text{réservoir}}(^{\circ}\text{C})$	$T_{\text{tête}}(^{\circ}\text{C})$	$(B_o)_{p_b}$	$(\mu_o)_{p_b}$	$P_b(\text{bars})$	ID tubing(in)
114	35	1.725	0.239	243	2.992

H(m)	Phi(%)	$r_w(\text{in})$	Pr(Bars)	$B_o(\text{m}^3/\text{m}^3)$	Mu(cp)	$C_t(\text{psi}^{-1})$	Prf(m)	GOR(m^3/m^3)
13	12,6	4,5	166,1	1,58	0,239	$2,3810^{-6}$	2680	2583

Tableau B.2.15: données sur le fluide et le puits ST-64

b. Chargement de l'historique du puits dans topaze

L'historique du débit, de pression en tête ainsi que la production cumulée sont montrés dans la figure suivante:

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

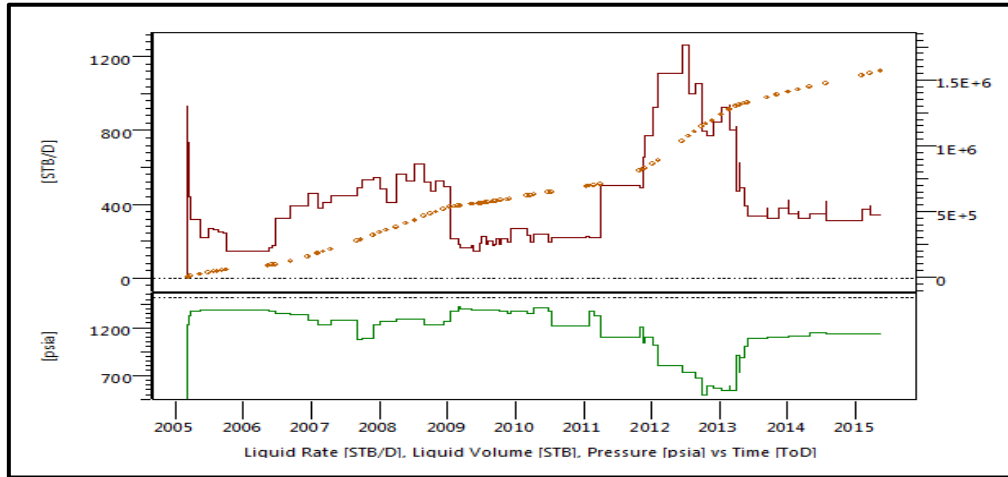


Figure B.2.22: visualisation de l'historique du puits stah-64 (Topaze)

On constate que les historiques sont très bruités. Ceci est dû aux différentes interventions et opérations réalisées sur le puits (production non stable).

c. Modélisation et choix de la corrélation

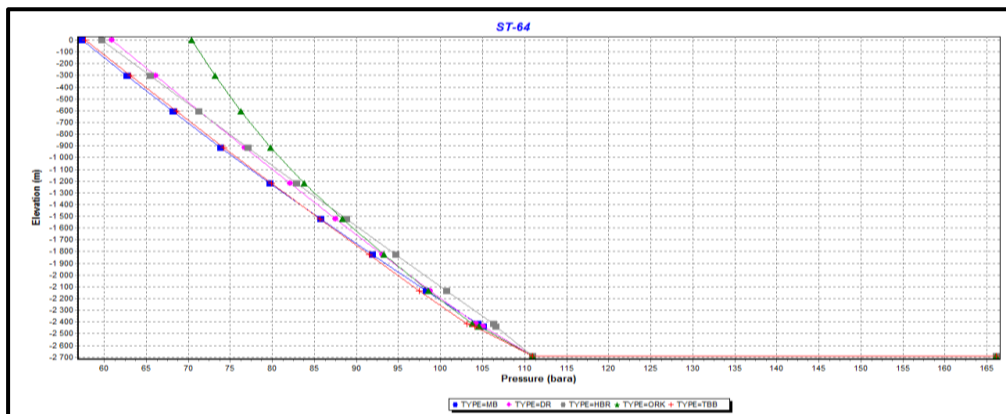


Figure B.2.23: les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits ST-64

La pression en tête calculée par chaque corrélation, ainsi que l'erreur relative par rapport à la pression en tête mesurée ($P_{\text{tête mesurée}}=72$ bars) sont montrées dans le tableau suivant :

Corrélation	Symbol	Pression tête Calculée	Erreur relative (%)
Hegedorn-Brown	HBR	59.7145	17.06
Duns-Ros	DR	60.9059	15.41
Orkiszewski	ORK	70.4256	2.18
Beggs-Brill	BB	57.7679	19.76
Mukherjee-Brill	MB	57.3840	20.30

Tableau B.2.16: résultats de calcul des corrélations pour le puits ST-64

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

On déduit que la corrélation à utiliser pour le passage des pressions de la tête au fond est celle d'Orkiszewski.

d. Interprétation

Le calage des données expérimentales représentées dans la courbe de Blasingame avec les courbes types de ce dernier (*figure B.2.24*) donne les paramètres suivants :

Perméabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
8.41	414	3444.88	1.04

Tableau B.2.17: résultats du matching des données du puits ST-64

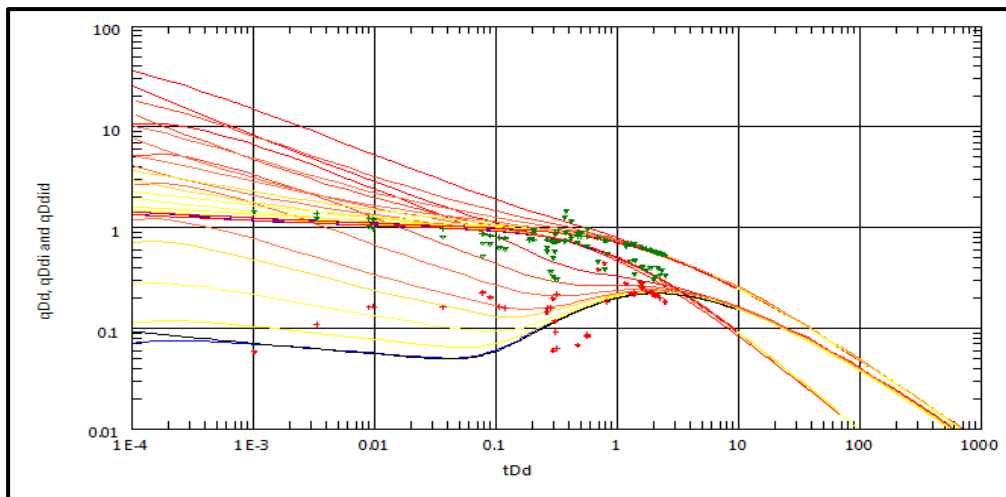


Figure B.2.24: calage des données expérimentales du puits ST-64 sur les courbes types de Blasingame (Topaze)

Les paramètres ci-dessus permettent de générer un modèle initial de l'historique du puits comme le montre la figure suivante :

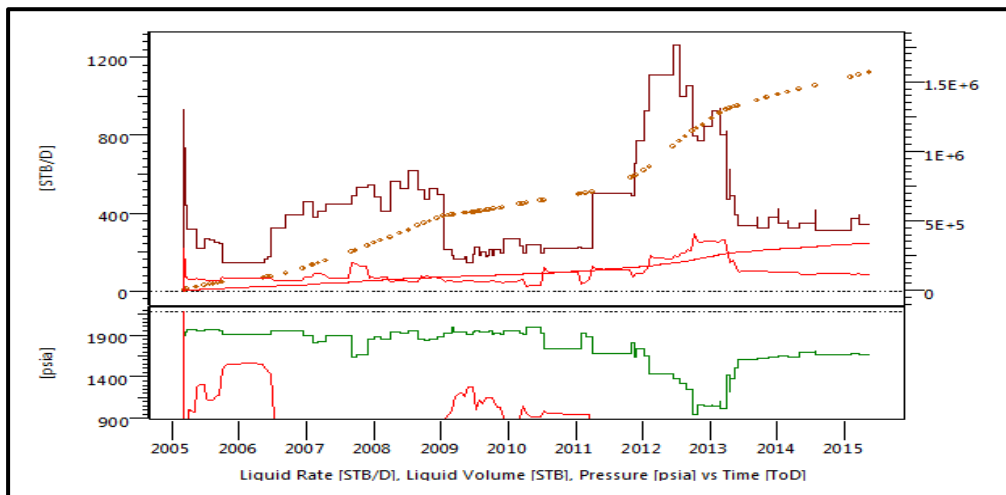


Figure B.2.25: visualisation du model simulé sur l'historique de production du puits ST-51

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

e. History matching du modèle

On constate à partir de la figure ci-dessus, que le modèle théorique n'est pas bien calé sur les résultats expérimentaux, pour cela l'ajustement des paramètres de ce dernier est primordiale pour le valider afin qu'il soit apte pour faire les prévisions futures.

La courbe de l'historique après l'amélioration du modèle simulé, ainsi que les paramètres finaux sont représentés successivement dans la figure et le tableau ci-dessous :

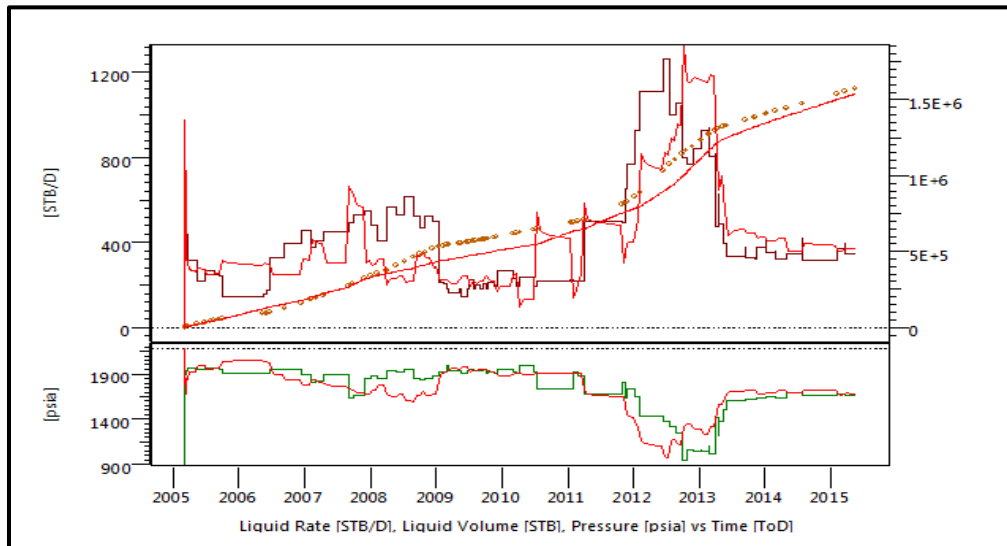


Figure B.2.26: visualisation de l'history matching du puits ST-64 (Topaze)

Perméabilité (md)	Kh(md.ft)	Rayon de drainage(ft)	Skin
20.50	1010	3561.90	0.605

Tableau B.2.18: caractéristiques améliorées du puits ST-64

f. Extrapolation de la pression de fond dynamique

Une fois le modèle théorique de la pression de fond dynamique est validé, on peut procéder à une prévision future du déclin de celle-ci comme le montre la figure suivante:

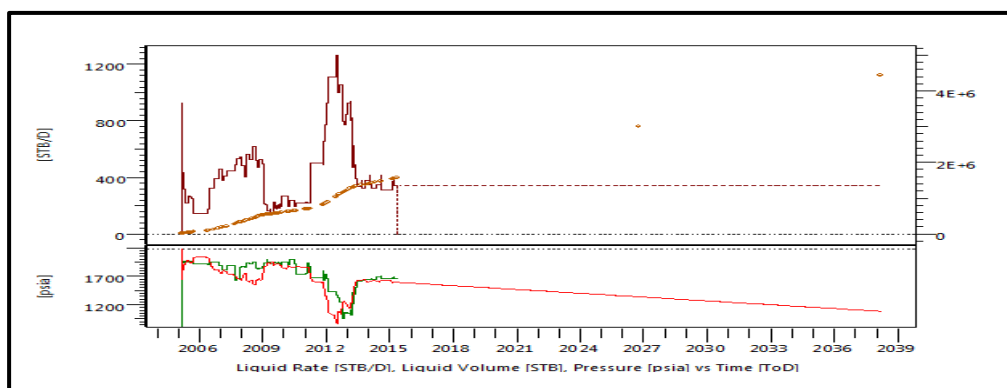


Figure B.2.27: visualisation de l'extrapolation de P_{wf} du puits ST-64 (Topaze)

CHAPITRE 02: APPLICATION DE L'ANALYSE DU DECLIN SUR LES PUITS ST-37, ST-51, ST-64

Le tableau suivant montre les prévisions futures de la pression de fond dynamique du puits ST-64

Date	Pression (psia)
16/01/2017	1551.23
18/01/2019	1499.35
24/01/2020	1478.60
30/01/2021	1457.85
28/02/2022	1415.10
31/01/2023	1350.97
26/01/2024	1310.22
14/01/2026	1260.72

Tableau B.2.19: prévisions futures de P_{wf} du puits ST-64

g. Estimation des pressions du réservoir futures

Les pressions du réservoir futures estimées sont montrées dans le tableau ci-dessous:

Date	Pression (bars)
16/01/2017	138.5
18/01/2019	135.86
24/01/2020	134.80
30/01/2021	133.7
28/02/2022	131.6
31/01/2023	128.46
26/01/2024	126.48
14/01/2026	124.13

Tableau B.2.20: pressions du réservoir estimées pour le puits ST-64

D'après les résultats ci-dessus, on constate que le déclin de la pression du réservoir de la zone de drainage du puits stah-64, est de l'ordre de 1 à 3 bars par année.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3.1 Introduction

Le chapitre présent a pour but d'étudier la performance des puits Stah-37, Stah-51 et Stah-64, ceci est performé en utilisant le logiciel PIPESIM.

Notre étude commence tout d'abord par la modélisation des trois puits. Ensuite, on essaiera de prédire leurs comportements futurs avec la diminution de la pression du réservoir qu'on a eu à partir de l'analyse du déclin.

Une fois le comportement des puits est étudié, on essaiera d'optimiser la performance future de ces derniers afin de prolonger leur durée de vie et avoir un apport supplémentaire de production.

3.2 Aperçu sur le Logiciel PIPESIM

PIPESIM (PIPE SIMULATOR) est un logiciel de la compagnie Schlumberger, il s'agit d'un simulateur d'écoulements multiphasique permettant le design et l'analyse du système de production de pétrole et de gaz.

PIPESIM permet de modéliser l'écoulement du réservoir vers la tête de puits, ainsi que l'analyse de la performance du réseau de collecte et les équipements de surface pour produire de l'analyse fonctionnelle complète du système de production.

Avec des algorithmes de modélisation avancés pour l'analyse nodale, l'analyse PVT, gas lift, modélisation de la corrosion et l'érosion, PIPESIM permet et aide dans l'optimisation des opérations de productions et d'injections.

Dans notre étude on a opté pour les opérations suivantes :

- Nodal analysis
- Flow correlation matching
- Artificial lift performance
- Gas lift Design

Méthodologie de travail

La méthodologie à suivre pour ce chapitre consiste à l'énumération d'une façon détaillée des étapes suivies pour la modélisation des puits avec le logiciel PIPESIM. Puis, une étude de cas est performée pour le puits Stah-37, pour les autres puits, on va se contenter de donner uniquement les résultats obtenus.

Une fois les puits sont modélisés, on passera aux prévisions futures de production et on terminera par l'optimisation de leurs performances en étudiant la faisabilité et l'apport du gas lift sur leur production future.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Les données de la complétion, du jaugeage, ainsi que ceux des testes de pressions utilisées pour les trois puits sont d'abord présentées avant d'aborder notre étude.

3.3. Données des testes et de complétion

3.3.1. Données de la complétion

Puits	Tubing			Packer Depth (m)	Perforation	
	OD (inch)	ID (inch)	Depth Shoe (m)		Top (m)	Bottom (m)
ST 37	3" 1/2	2,75	2647	2636	2704	2708
ST 51	3" 1/2	2.992	2648	2636	2686	2689
ST 64	3" 1/2	2.992	2417	2405	2688	2692

Tableau B.3.1: données de la complétion des puits

3.3.2. Données de jaugeage

Puits	ST 37	ST51	ST 64
Date de test	16/02/2016	04/02/2016	19/02/2016
Ptête dynamique (bar)	20	9	72
Choke size (mm)	16	16	12,7
$Q_o(m^3/j)$	77.28	41	55
$Q_w(m^3/j)$	23.04	57	16.37
$Q_l(m^3/j)$	100.32	98	71.37
$Q_g(m^3/j)$	11592	14426	155495
GOR(sm ³ /m ³)	150	352	2521
Wcut%	20	58	20
$d_o(g/cm^3)$	0.8291	0.8275	0.8145

Tableau B.3.2: données de jaugeage des puits

3.3.3. Données des testes de pression

Puits	ST-37	ST-51	ST-64
Pression de fond statique (bar)	162,74	170,65	166,1
Pression de fond dynamique estimée (bar)	108	116	118
Temperature (°C)	114		

Tableau B.3.3: données des testes de pression des puits

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3.4 Modélisation des puits avec le logiciel PIPESIM

Pour modéliser un puits en utilisant le logiciel PIPESIM, on doit passer par les étapes suivantes:

1. Construction du modèle physique du puits, ce dernier comporte les éléments suivants :
 - Réservoir avec une complétion verticale,
 - Tubing,
 - Un nœud (Nodal point).
2. Choix du modèle du fluide ; le modèle choisi est le **Black oil** du moment que la variation de la masse volumique du fluide avec la pression est négligeable.
3. Choix de la corrélation pour la construction de la courbe IPR ; le réservoir F-3 est caractérisé par une pression initiale égale à la pression de bulle ($P_b=243,5$ bars), par conséquent , l'écoulement dans le réservoir à la pression actuelle est un écoulement diphasique. De ce fait, on déduit que la corrélation adéquate pour la construction de la courbe IPR est celle de Vogel donnée comme suit :

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_r} - 0.8 \frac{p_{wf}^2}{\bar{p}_r^2} \dots\dots\dots(B.3.1)$$

Pour tracer la courbe IPR d'un puits il faudrait d'abord calculer le débit maximal (AOF) correspondant à une pression de fond dynamique nulle. Pour se faire, on utilise les données des testes de jaugeages et les testes de pressions.

4. Construction de la courbe VLP: pour cela, on va avoir besoin des données de la complétion issues des fiches techniques des puits. Il faudrait aussi choisir la corrélation des pertes de charges donnant des résultats plus proche de ceux mesurés.
5. Analyse nodale : après avoir introduit les données nécessaires pour la construction des deux courbes IPR et VLP, l'application **nodal analysis** de PIPESIM permet après avoir introduit la pression en tête de donner le modèle du puits.
6. Validation du modèle : le modèle généré doit être validé pour qu'on puisse étudier la performance du puits avec. On dit que le modèle est validé si l'erreur relative entre le débit du liquide et la pression de fond dynamique issues de l'intersection des courbes IRP et VLP (coordonnées du point de fonctionnement) et ceux mesurés est très faible.

3.4.1. Etude de cas : Puits Stah-37

Les étapes suivies pour la modélisation du puits stah-37 à l'aide du logiciel PIPESIM sont illustrées comme suit :

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

1. Construction du modèle physique du puits. Pour cela, on passe par les étapes suivantes :
 - Définition du projet comme le montre la figure ci-dessous:

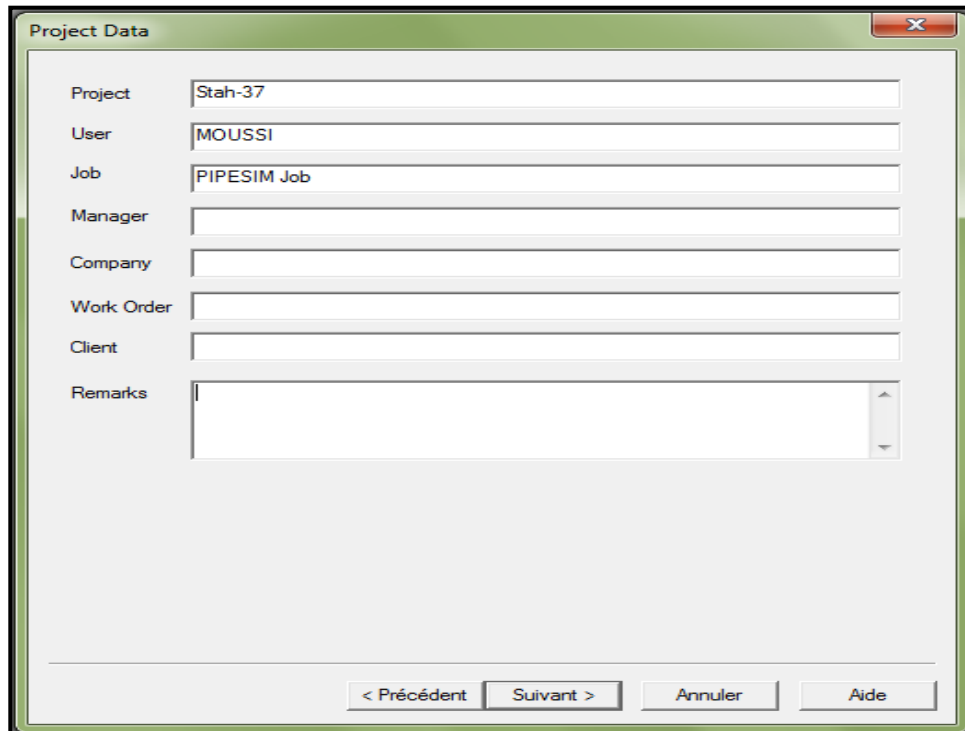


Figure B.3.1: capture d'écran de la fenêtre project Data (PIPESIM)

- Sélectionner le modèle du puits (production model), la position du nœud ; ce dernier est choisi au fond du puits, et le type de l'opération ; l'opération pour laquelle on a opté est le nodal analysis.

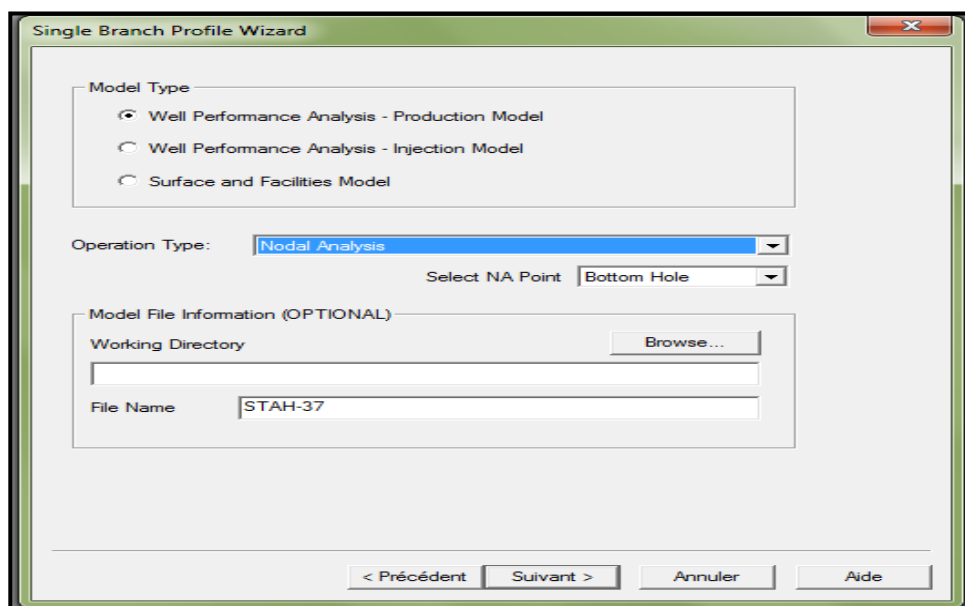


Figure B.3.2: capture d'écran de la fenêtre single Branch profile Wizard (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

- Choisir le système d'unité, les unités choisies pour les données introduites sont montrées dans la figure ci-dessous:

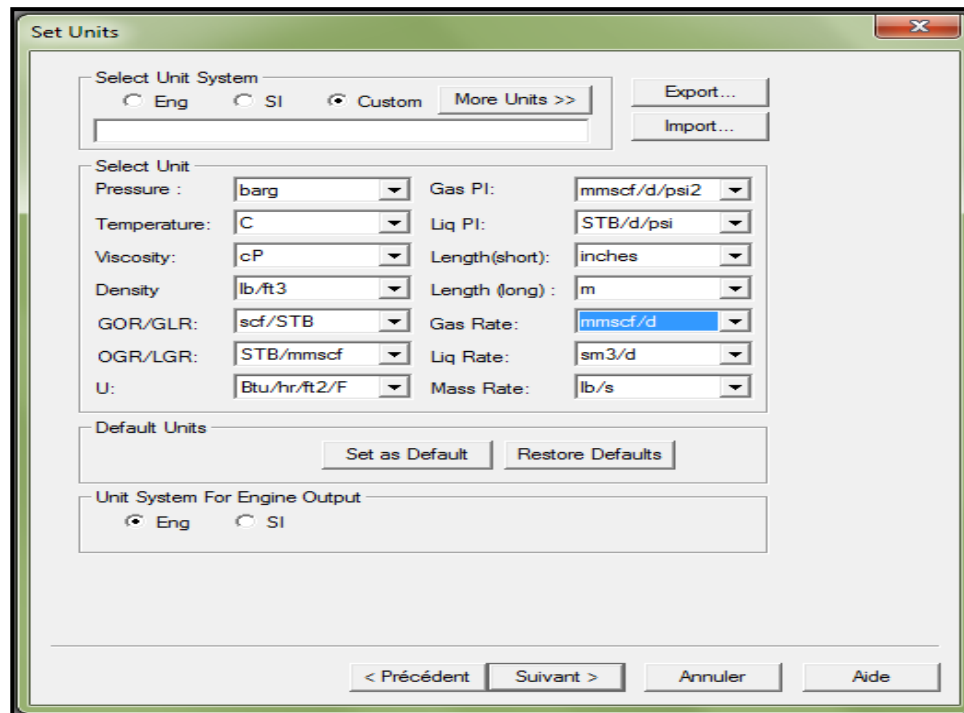


Figure B.3.3: capture d'écran de la fenêtre set units (PIPESIM)

- Choisir le modèle du fluide; le modèle choisi est le Black oil. Une fois le modèle est sélectionné, les données concernant le fluide doivent être introduites comme le montre la figure suivante :

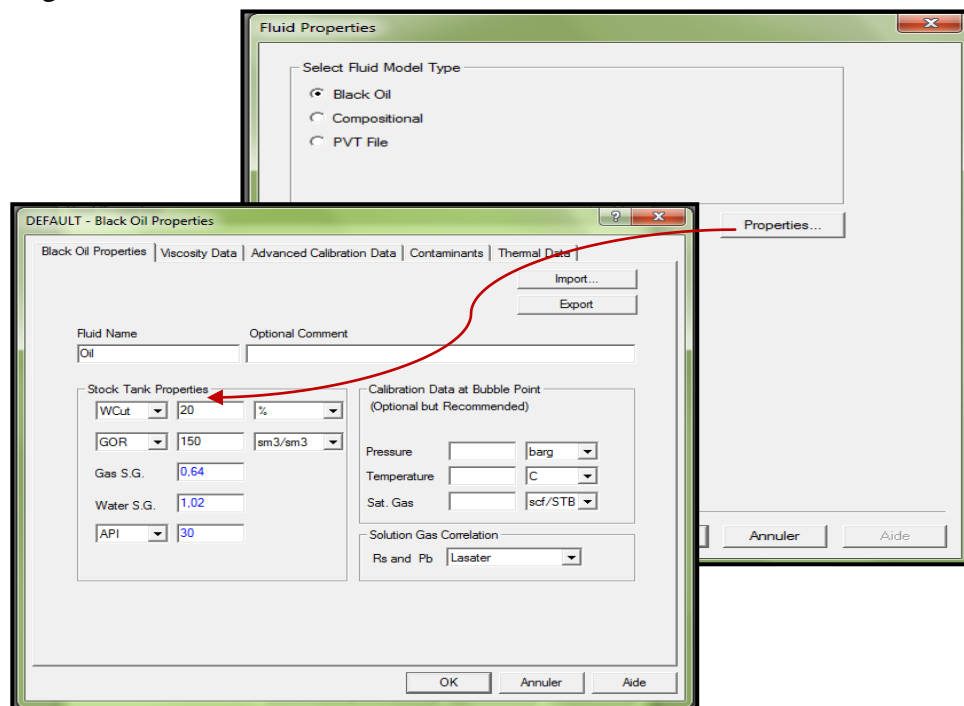


Figure B.3.4: capture d'écran de la fenêtre fluid properties (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

- Choisir le type de la complétion (vertical completion), ainsi que les objets de cette dernière ; on choisi le que tubing comme objet.

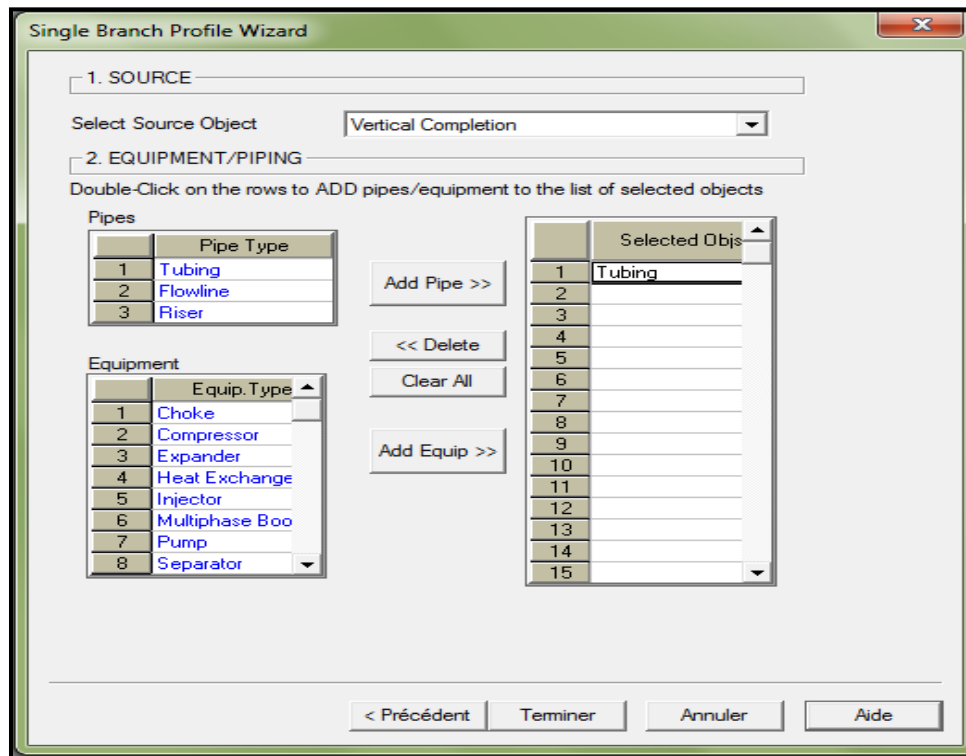


Figure B.3.5: capture d'écran de la fenêtre montrant le choix de la complétion (PIPESIM)

- En cliquant sur l'icone **Terminer** de la figure précédente, on aura le modèle physique suivant:

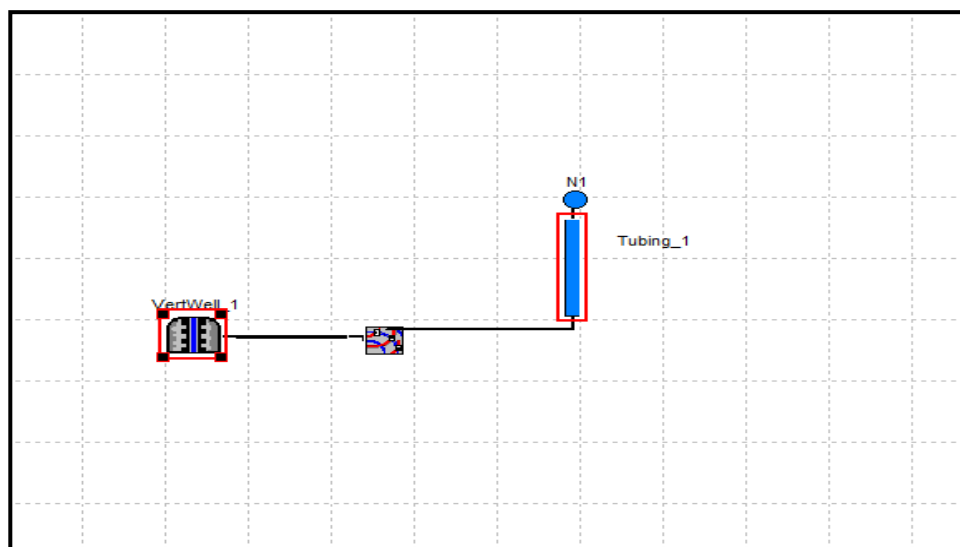



Figure B.3.6 : modèle physique du puits ST-37(PIPESIM)

On constate que le tubing, ainsi que le réservoir avec la complétion verticale sont entourés successivement de rectangle et carré rouge, ceci est dû au manque de données pour la construction de l'IPR et le VLP.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

2. Introduction des données de la complétion, ainsi que ceux des testes de pression et de jaugeage nécessaire pour la construction du modèle du puits.

- Pour introduire les données des testes on clique sur l'icone 

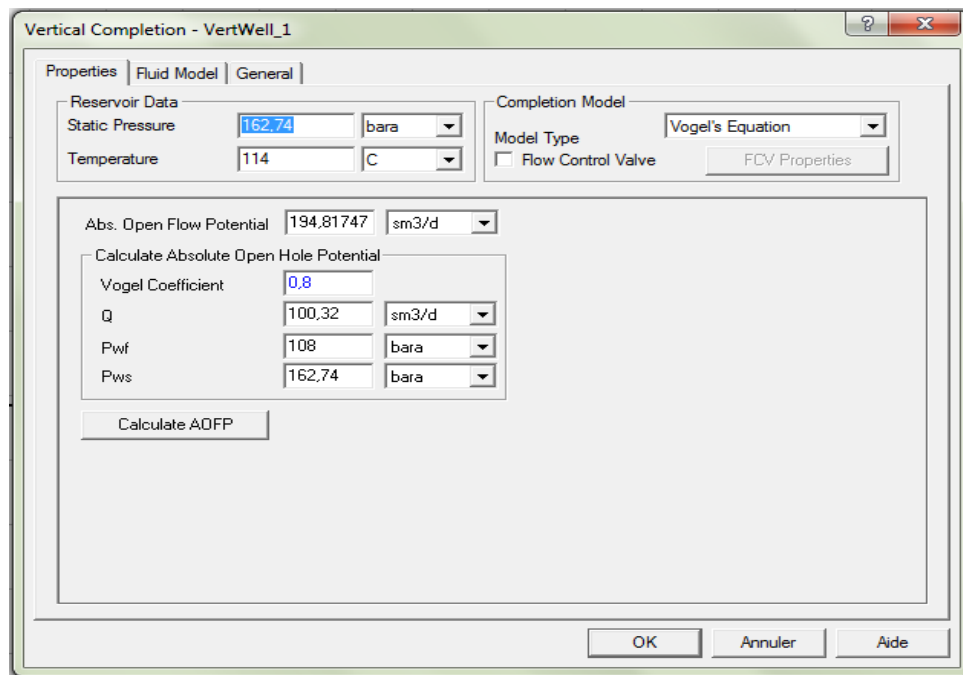
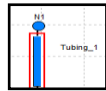


Figure B.3.7: capture d'écran montrant les données introduites et la corrélation choisie pour l'IPR (PIPESIM)

- Pour introduire les données de la complétion, on clique sur l'icone 

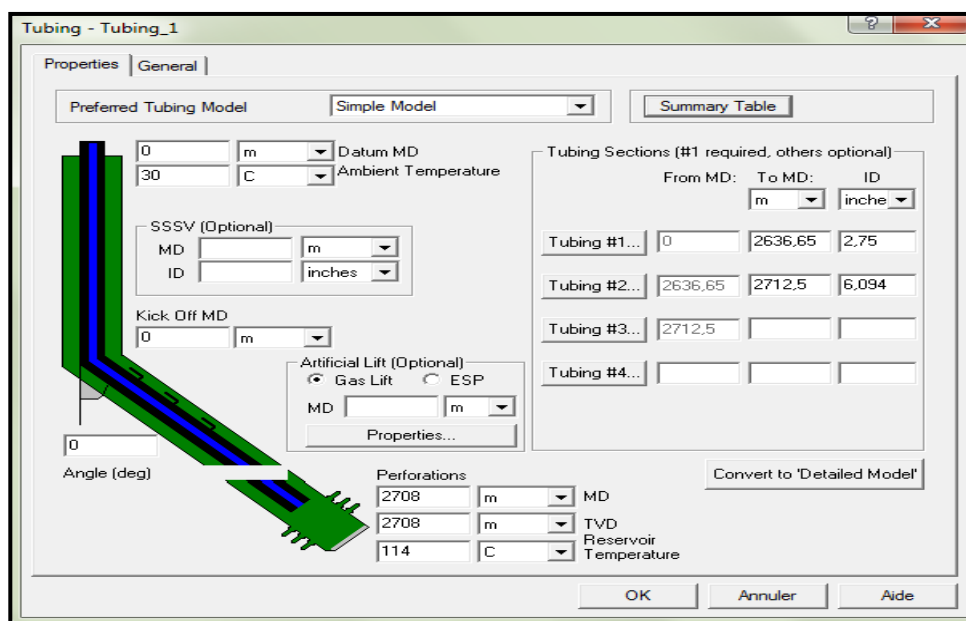


Figure B.3.8: capture d'écran montrant les données de la complétion introduites (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3. Choix de la corrélation des pertes de charges

Vu la non existence d'une corrélation universelle pour le calcul des pertes de charges dans le tubing, il faudrait choisir la corrélation donnant des résultats plus proches de ceux mesurés.

Le choix de la corrélation pour le puits Stah-37 est déjà fait dans le chapitre précédent, il s'agit de la corrélation de **Hagedorn-Brown**.

4. Analyse nodale: l'étape suivante consiste en la génération des deux courbes IPR et VLP, ceci est réalisé à l'aide de l'opération **nodal analysis** après avoir introduit la pression en tête comme montré dans la figure suivante :

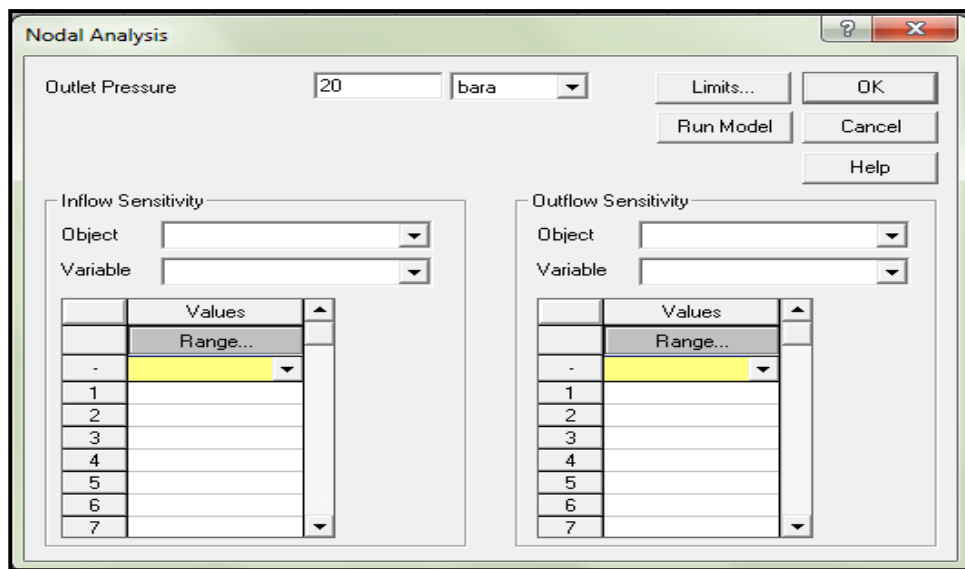


Figure B.3.9: capture d'écran de la fenêtre nodal analysis (PIPESIM)

Après avoir cliqué sur l'icone **Run model**, on aura:

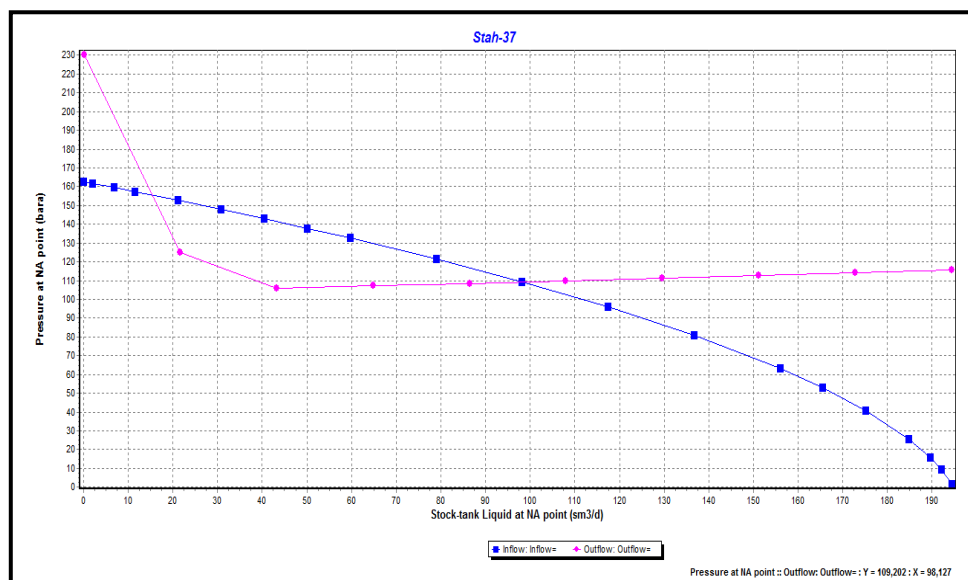


Figure B.3.10: modèle du puits Stah-37 (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

5. Validation du modèle: on constate que les coordonnées du point de fonctionnement (q_L, P_{wf}) sont un peu loin de ceux mesurés, ce qui fait qu'on doit agir afin que le modèle puisse représenter la réalité, et donc faire des prévisions futures avec. Pour cela, on a agit sur le facteur de corrélation qui est le hold up liquide pour améliorer le match. L'écart (erreur relative) entre les valeurs mesurées et ceux obtenues avec le logiciel PIPESIM, ainsi que le modèle final du puits sont montrés dans le tableau et la figure ci-dessous:

NB : l'erreur absolue est calculée comme suit:

$$\text{Erreur sur le débit : } E_r(\%) = \frac{|q_{L,mesurée} - q_{L,calculée}|}{q_{L,mesurée}} * 100$$

$$\text{Erreur sur la pression : } E_r(\%) = \frac{|P_{wf,mesurée} - P_{wf,calculée}|}{P_{wf,mesurée}} * 100$$

	Valeur mesurée	Valeur calculée	Erreur relative (%)
q_L	100.32	100.123	0.19
P_{wf}	108	108.258	0.24

Tableau B.3.4 : Ecart relatif entre les données expérimentales et calculés du puits Stah-37

On constate à partir du tableau ci-dessus que l'erreur relative entre les valeurs mesurées et expérimentales est très acceptable pour pouvoir dire que le modèle est valide.

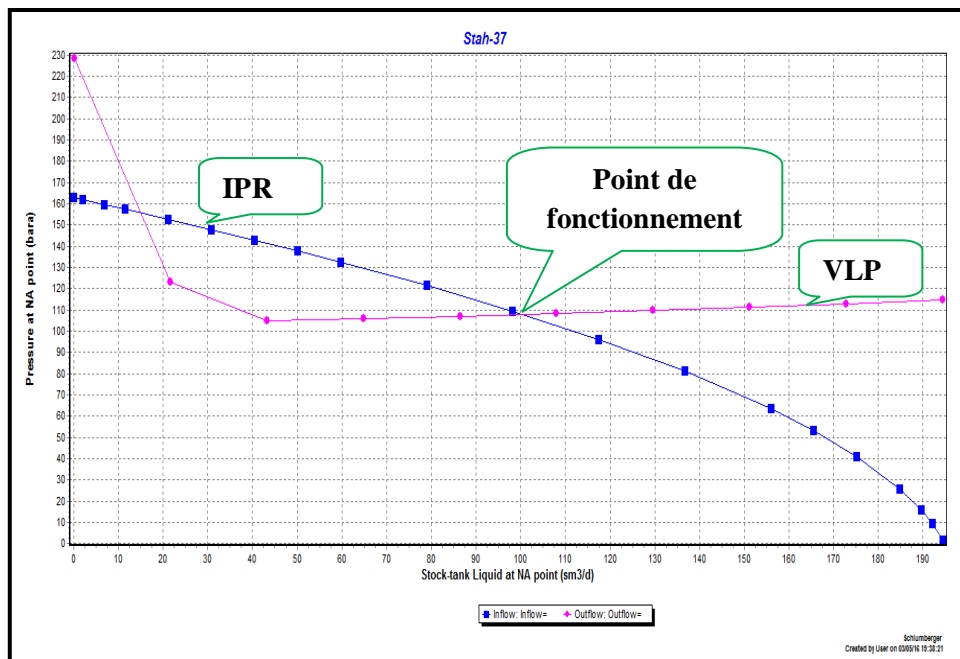


Figure B.3.11: modèle validé du puits Stah-37 (PIPESIM)

On constate que l'AOP du puits Stah-37 est de : AOF= 194.82 sm³/d. on pourra déduire que le potentiel du puits est un peu faible.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3.4.2. Application sur les puits Stah-51 et Stah-64

Nous allons illustrer dans ce paragraphe les résultats de la modélisation des puits Stah-51 et Stah-64.

3.4.2.1. Corrélations utilisées aux calculs des pertes de charges

Les corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charges ont été abordé dans le chapitre précédent et qui sont :

Pour le puits Stah-51 : la corrélation adéquate et celle de **Duns & Ros** donnant une erreur relative entre la pression en tête mesurée et calculée de 2.86%

Pour le puits Stah-64 : la corrélation adéquate est celle **d'Orkiszewski** donnant une erreur relative de 2.18.

3.4.2.1. Résultat de la modélisation

Les modèles des puits Stah-51 et Stah-64 sont représentés successivement dans les figures suivantes :

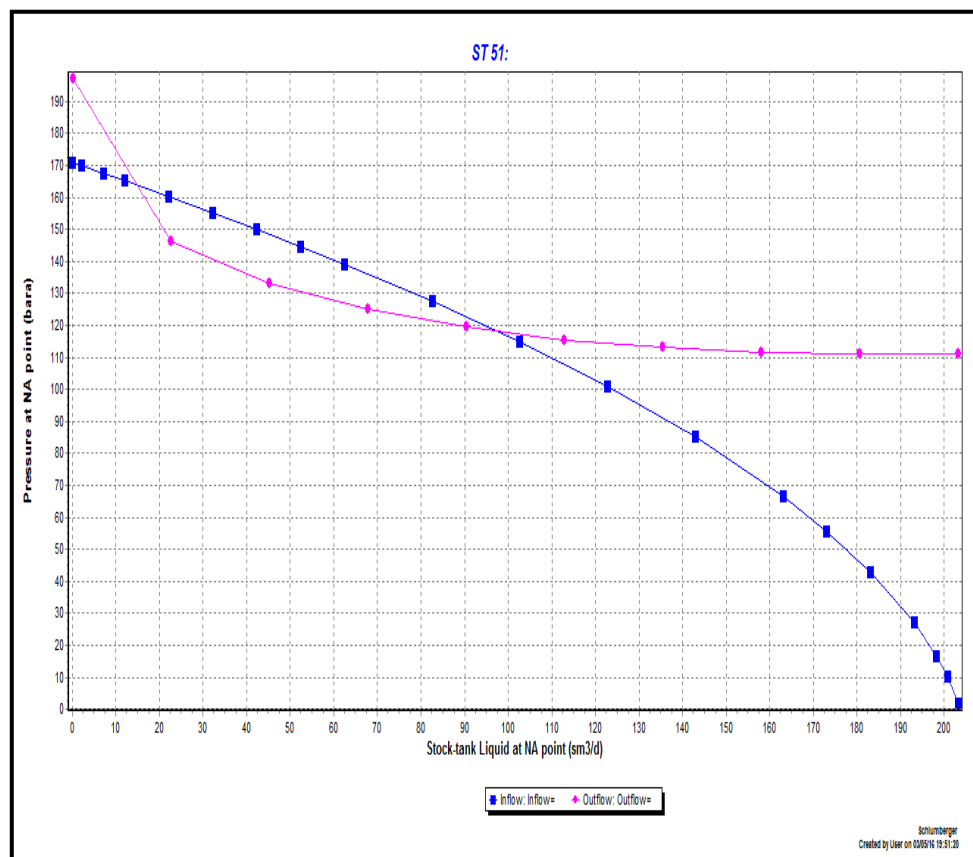


Figure B.3.12: modèle du puits Stah-51 (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

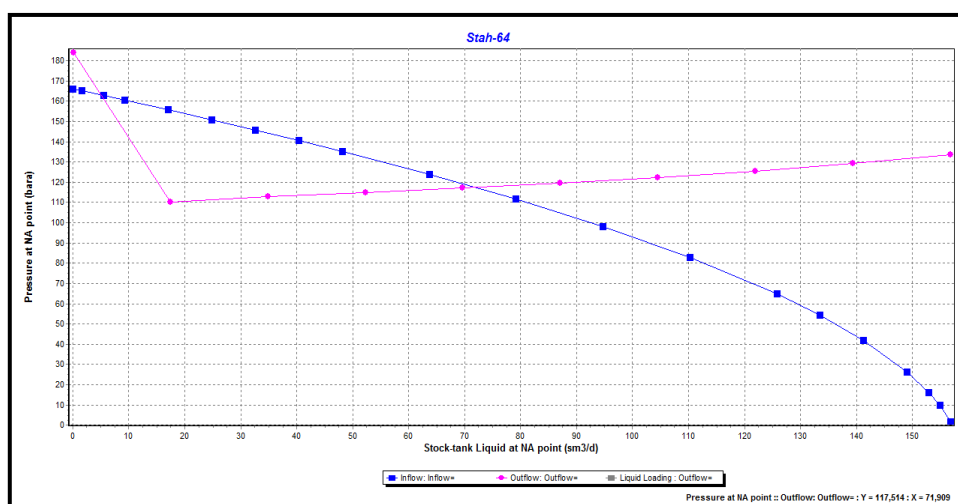


Figure B.3.13: modèle du puits Stah-64 (PIPESIM)

Les résultats de calcul des deux puits sont résumés dans le tableau suivant :

Puits	Stah-51	Stah-64
Q_L mesurée (sm^3/d)	98	71.37
Q_L calculée (sm^3/d)	98.084	71.507
Erreur sur Q_L (%)	0.09	0.19
P_{wf} mesurée (bars)	118	118
P_{wf} calculée (bars)	117.662	117.514
Erreur sur P_{wf} (%)	0.28	0.41
AOF (sm^3/d)	203.72	157.14

Tableau B.3.5: résultats de calcul des puits ST-51, ST-64

On constate à partir du tableau ci-dessus que l'écart entre les données mesurées et calculées est très faible, ce qui nous permettra de dire que les modèles des deux puits sont valides.

Pour l'AOF, on constate qu'ils sont relativement faible, ceci est du à la faible pression du réservoir F-3.

3.5 Prédiction des performances futures des puits (sensitivity tests)

Dans ce paragraphe, nous allons essayer d'étudier les performances futures des trois puits en question en fonction de l'évolution des paramètres suivants :

- Déclin de la pression du réservoir,
- Déclin de la pression du réservoir avec le GOR,
- Déclin de la pression du réservoir avec le water cut,

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3.5.1. Variation des paramètres des puits

3.5.1.1. Déclin de la pression du réservoir

Au fil des années, la pression du réservoir chute, ceci contribue fortement à la diminution de la production des puits. Le déclin de la pression pour chacun est déterminé à l'aide de l'analyse du déclin discutée dans le chapitre précédent.

3.5.1.2. Evolution du GOR

Le GOR est un paramètre important qui influence à son tour sur la productivité des puits, son évolution est différent d'un puits à un autres, ceci est déduit à partir des testes et historiques de production. L'évolution du GOR est le suivant :

- **Puits Stah-37** : d'après l'historique des testes des dernières années, on pourra dire que le GOR reste relativement constant et vaut $150 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$.
- **Puits Stah-51** : d'après l'historique des testes, on pourra prédire que le GOR diminue de $50 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ par année.
- **Puits Stah-64** : le GOR diminue de $300 \text{ sm}^3/\text{sm}^3$ par année.

3.5.1.3. Evolution du water cut

Les puits produisant du réservoir F-3 sont tous caractérisés par une augmentation du water cut, ceci est due principalement à une injection d'eau non étudiée effectuée par le passé sur ce réservoir, d'après les testes effectués sur les puits, on peut constater que le taux d'augmentation du water cut diffère de l'un à l'autre :

- **Puits Stah-37** : le water cut de ce puits augmente de 5% par année.
- **Puits Stah-51** : le water cut augmente de 2% par année.
- **Puits Stah- 64** : le water cut augmente de 10% par année.

3.5.2. Analyse des résultats des testes de sensibilités

Nous allons étudier les prévisions de l'évolution de la pression du réservoir, le GOR et le Water Cut des puits en fonction du temps. Ceci est performé à l'aide de logiciel PIPESIM, qui nous a permis de prédire l'évolution de la production en fonction de l'évolution des paramètres précédents.

Les prévisions de production du puits Stah-37 en fonction du déclin de la pression du réservoir sont illustrées dans la figure ci-dessous:

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

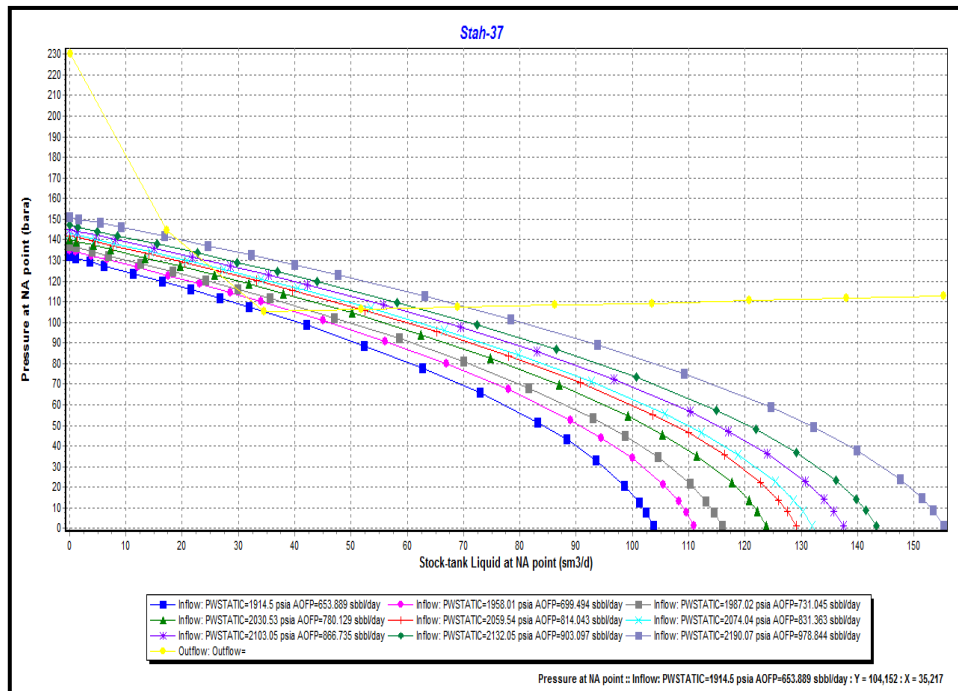


Figure B.3.14: teste de sensibilité de la déplétion de la pression de réservoir du puits ST-37 (PIPESIM)

A partir de la figure ci-dessus, on constate que le déclin de la pression du réservoir est accompagné par une diminution du débit du puits. Ce dernier perdra son éruptivité pour une pression de 132.04 bars qu'on va atteindre en 2028.

Vu l'augmentation constaté du water cut du puits Stah-37, et pour une prévision plus fiable, il faudrait le faire inclure dans notre étude. La figure ci-dessous montre les prévisions de production du puits ST-37 avec le déclin de la pression du réservoir et l'augmentation du water cut

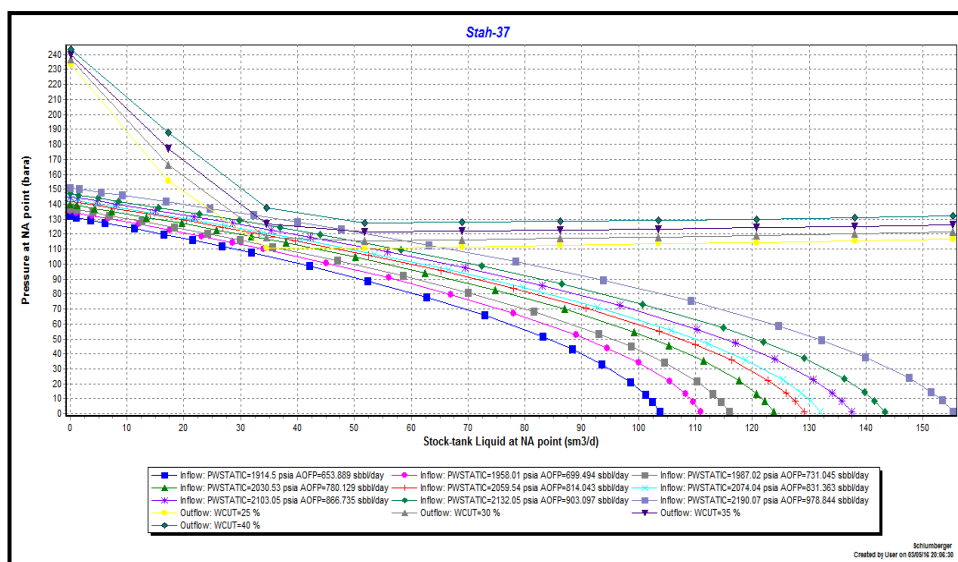


Figure B.3.15: teste de sensibilité de la déplétion de P_r avec le water cut du puits ST-37 (PIPESIM)

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

On constate qu'en introduisant le water cut, le débit d'huile diminue d'un rythme très important, ceci est due principalement à l'augmentation des pertes de charges hydrostatiques, le puits perdra son éruptivité en 2019 lorsque le water cut ait atteint la valeur de 35%.

Le tableau suivant résume l'impact de la variation du water cut sur le débit de production pour les différentes pressions statiques:

Année	Pressions (bars)	Water cut (%)	Q _L (sm ³ /d)	Q _o (sm ³ /d)
2017	151.94	25	65.24	48.93
2018	147.78	30	49.031	34.32
2019	145.90	35	0	0
2020	143.96	40	0	0
2021	142.76	45	0	0
2022	140.60	50	0	0
2024	137.74	55	0	0
2025	135.37	60	0	0
2028	132.04	75	0	0

Tableau B.3.6 : l'impact de diminution de P_r et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-37

L'impacte de la déplétion de la pression du réservoir, avec l'augmentation du water cut et la diminution du GOR sur la productivité des puits ST-64 et ST-51 est résumé dans les tableaux suivants :

Année	Pressions (bars)	Water cut (%)	GOR (sm ³ /sm ³)	Q _L (sm ³ /d)	Q _o (sm ³ /d)
2016	166.1	20	2500	71	56,8
2017	138.5	30	2200	25.55	17.88
2019	135.86	40	1900	21.62	12.97
2020	134.80	50	1600	15.5	7.75
2021	133.7	60	1300	12.7	5.08
2022	131.6	70	1000	0	0
2023	128.46	80	700	0	0
2024	126.48	90	400	0	0

Tableau B.3.7: L'impact du déclin de P_r, GOR et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-64

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Année	Pressions (bars)	Water cut (%)	GOR (sm ³ /sm ³)	Q _L (sm ³ /d)	Q _o (sm ³ /d)
2016	171	58	352	98	41,58
2017	169.89	60	300	56	17,92
2018	167.87	62	250	0	0
2019	166.06	64	200	0	0
2020	165.19	66	150	0	0

Tableau B.3.8: L'impact du déclin de Pr, GOR et l'augmentation du water cut sur la production du puits ST-51

A partir des résultats ci-dessus, on conclut que le puits Stah-51 perdra son éruptivité en 2018 alors que le puits Stah-64 la perdra en 2022.

3.6. Optimisation de la performance des puits ST-37, ST-51, ST-64

Après avoir étudié et prédit la performance future des trois puits, on a constaté que leur productivité est assez faible et prend un rythme décroissant au fil des années, et leur éruptivité sera perdue en moins de deux ans pour les puits ST-51 et ST-37 et moins de 5 ans pour le puits ST-64, ceci est dû principalement à la pression du réservoir qui est assez faible, ajoutée à ça le water cut et le GOR qui prennent successivement un rythme croissant et décroissant, ce qui conduit à l'alourdissement de la colonne de production.

Vu la disponibilité du gaz au champ d'Alrar, ainsi que l'équipement des colonnes de production des puits en question par les mandrins en vue de recevoir les vannes de gas lift, le moyen le plus simple et adéquat pour optimiser la performance de ces derniers est l'activation par le gas lift. Pour cela, et pour espérer un meilleur gain de production, on va essayer d'étudier la faisabilité, ainsi que l'apport du gas lift pour les puits en cas de sa mise en place dès l'année courante.

3.6.1. Optimisation du gas lift

Avant de procéder à l'activation d'un puits par gas lift, il faudrait tout d'abord en étudier sa candidature, cela peut se déduire à partir de la courbe de performance de ce dernier qui traduit le débit d'huile produit en fonction du débit de gaz injecté. Pour notre cas, on a constaté qu'à présent le puits Stah-64 caractérisé par un GOR élevé n'est pas un puits candidat comme le montre la figure (B.3.16) ; toute quantité de gaz supplémentaire conduira à la diminution de la production du puits à cause de l'augmentation des pertes de charges par frottement.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

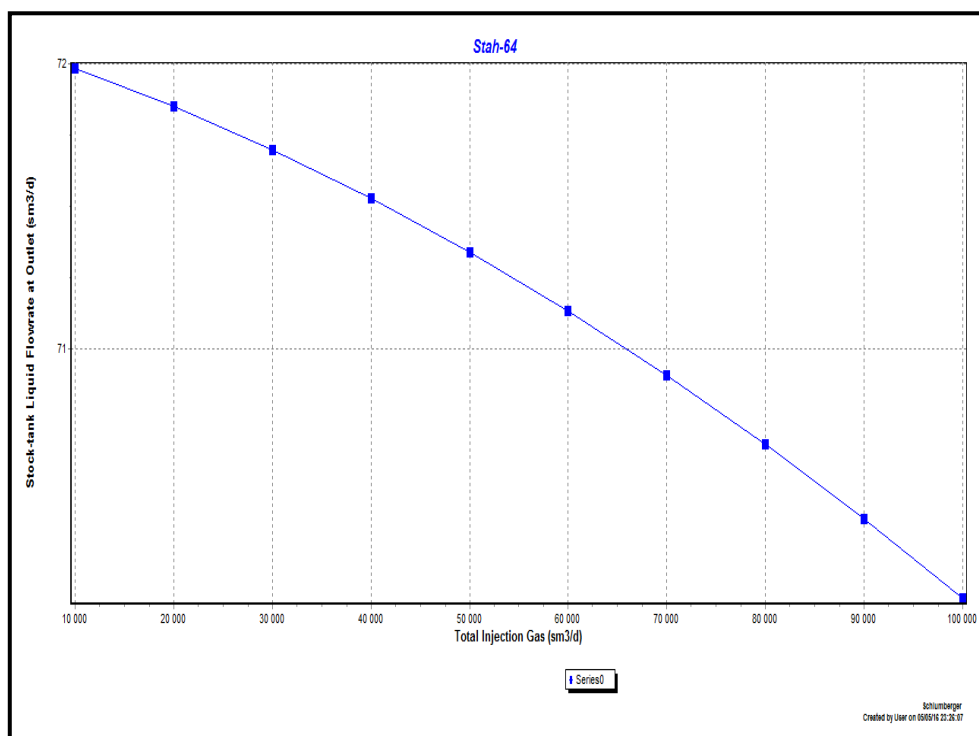


Figure B.3.16: courbe de performance du gas lift du puits ST-64 (PIPESIM)

Pour les deux autres puits concernés par l'optimisation du gas lift, nous avons utilisé la fonction **Artificial lift Performance** du logiciel PIPESIM, pour optimiser le débit d'injection du gaz.

3.6.1.1. Paramètres du Gaz lift

Les tableaux suivants montrent les paramètres du Gas Lift et les profondeurs d'injection maximales possibles pour chaque puits :

Kick OFF Pressure «Pression de démarrage» (bar)	110
Available Injection Pressure « Pression de fonctionnement » (bar)	110
Température de gaz injecté en surface (°C)	27
Densité du gaz a injecté (inj. Gas S G)	0,64
Contrainte de la pression en tête (bar)	30

Tableau B.3.9 : Paramètres du gas lift

Puits	ST-37	ST-51
Profondeur d'injection max (m)	2629	2610

Tableau B.3.10: Profondeur d'injection maximale

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

3.6.1.2. Détermination des débits optimaux du gaz injecté

Nous prenons l'exemple du puits Stah-51, le graphe ci-dessous présente le débit d'huile en fonction du débit de gaz injecté

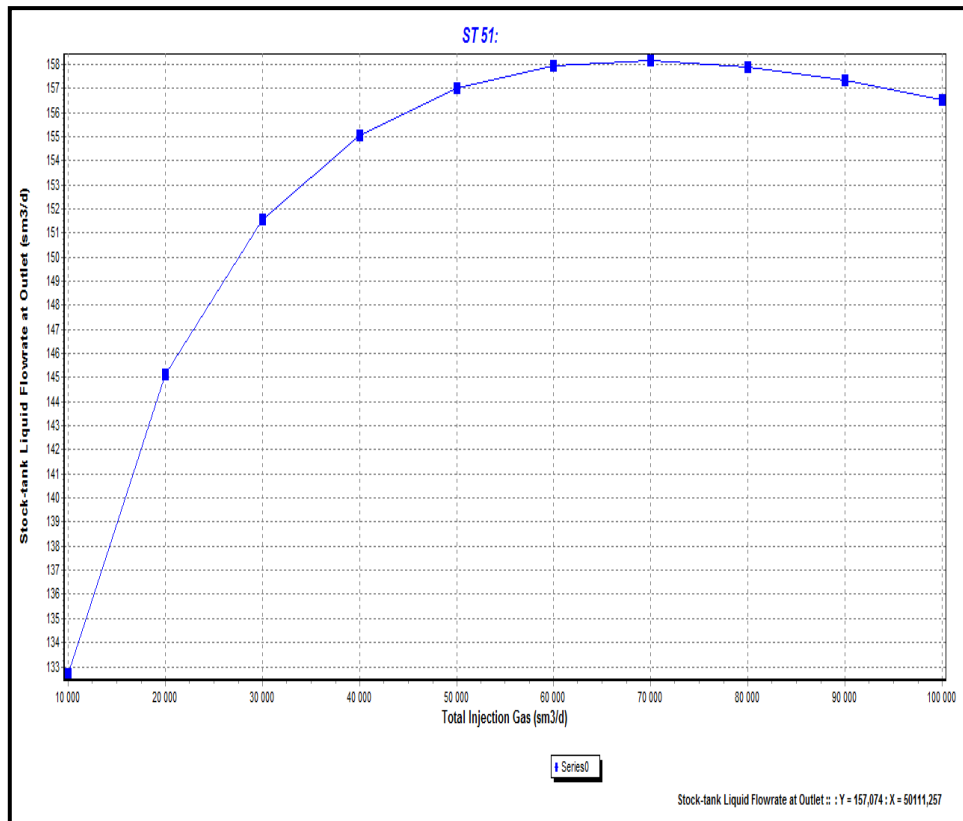


Figure B.3.17: courbe de performance du gas lift du puits ST-51 (PIPESIM)

- On constate que le débit d'huile ne commence pas par zéro, ceci est dû principalement au fait que le puits est éruptif à l'état actuel.
- Le débit du liquide augmente avec l'augmentation du débit d'injection de gaz jusqu'à l'atteinte d'une valeur maximale, cela est due à la diminution des pertes de charges hydrostatiques.
- Le débit du liquide diminue avec l'augmentation du débit d'injection de gaz à cause de l'augmentation des pertes de charge par friction dans le tubing.

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Le tableau ci-dessous rassemble les débits d'injection de gaz et de production d'huile maximaux et optimaux pour les puits étudiés :

	Puits	Débits maximaux	Débits optimaux
ST-37	Water Cut(%)	20	
	Débit de gaz injecté (sm ³ /d)	90000	80000
	Débit d'huile(sm ³ /d)	70.40	68.8
ST-51	Water Cut(%)	58	
	Débit de gaz injecté (sm ³ /d)	60000	50000
	Débit d'huile(sm ³ /d)	66.42	65.94

Tableau B.3.11 : Débits maximaux et optimaux des puits étudiés (cas de base 2016)

3.6.1.3. Apport du gas lift pour les puits

Après avoir optimisé les débits d'injection de gaz, on passe maintenant à l'apport du gas lift pour les puits pour cela, on utilise la fonction **Artificial lift** \Rightarrow gas lift \Rightarrow **gas lift design** pour avoir le débit de production du liquide après gas lift, ainsi que les paramètres du design tel que les pressions d'ouvertures et fermetures des vannes.

NB : du moment que le puits est déjà équipé des mandrins, on a utilisé l'option **current spacing (tubing 1)** c'est-à-dire, on n'a pas à optimiser les espacements et les positions des vannes.

Les résultats obtenus pour les deux puits ; ST-37 et ST-51 sont montrés dans les tableaux ci-dessous

**CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES
PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64**

Années	WC (%)	Etat du puits	Q_o (sm³/d)
2016	58	Sans gas lift	41.58
		Avec gas lift	49.56
2017	60	Sans gas lift	17.92
		Avec gas lift	45.60
2018	62	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	42.18
2019	64	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	38.88
2020	66	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	35.36

Tableau B.3.12: production avec et sans gas lift du puits ST-51

CHAPITRE 03 : MODELISATION ET OPTIMISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS ST-37, ST-51, ST-64

Années	WC (%)	Etat du puits	Q _o (sm ³ /d)
2016	20	Sans gas lift	77.28
		Avec gas lift	98.40
2017	25	Sans gas lift	48.93
		Avec gas lift	55.50
2018	30	Sans gas lift	34.32
		Avec gas lift	50.4
2019	35	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	45.5
2021	45	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	36.85
2024	60	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	28.35
2025	65	Sans gas lift	0
		Avec gas lift	14.5

Tableau B.3.13: production avec et sans gas lift du puits ST-37

A partir des tableaux (B.3.13) et (B.3.12), nous pouvons constater que le gas lift permet d'améliorer considérablement la production des puits du réservoir f-3, et cela même lorsque ces derniers sont éruptifs. Il leur permet, aussi de produire quand ils deviendront non éruptifs, ce qui arrivera dans un avenir très proche (de 4 à 6 ans d'exploitation).

Donc, la mise en place du gas lift s'avère indispensable pour maintenir la production à un niveau acceptable et augmenter la durée de vie des deux puits ST-37, ST-51

Conclusion et recommandation

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion

Le présent travail m'a permis de tirer les points suivants :

- L'analyse du déclin nous a permis grâce à la méthode de Blasingame incluant l'historique des pressions de fond dynamiques dans l'interprétation, de caractériser le réservoir F-3 et faire les prévisions futures de la déplétion du réservoir, ce qui permet de prédire la performance future des puits ST-37, ST-51, ST-64 avec une précision assez bonne.
- Toutes les zones de drainages sont caractérisées par un skin positif et des perméabilités assez faibles.
- Les études de sensibilités montrent que la production des trois puits prend un rythme décroissant avec le déclin de la pression et le GOR et l'augmentation du water cut, ils deviendront non éruptifs au bout de 2 ans pour les puits ST-37, ST-51 et 6 ans pour le puits ST-64.
- Le gas lift permet d'augmenter la productivité des puits ST-37 et ST-51 tant que ceux-ci sont éruptifs et de les faire produire quand ils ne le sont plus.
- Le puits ST-64 caractérisé par un GOR assez élevé n'est pas candidat au gas lift du moment que toute quantité supplémentaire injectée contribue à la diminution de la production du puits.

Recommandations

Les recommandations qu'on puisse faire sont :

- Effectuer les enregistrements des débits et pressions en tête d'une façon régulière et attacher toute éventuelle intervention sur les puits à leurs historiques pour pouvoir sélectionner les périodes d'analyse ; celle correspondant à une production stable.
- Accélérer la mise en place du gas lift pour les puits ST-37 et ST-51 et refaire l'optimisation du débit du gaz à injecter en fonction de l'évolution des paramètres du réservoir, tel que la pression, le GOR et le water cut.
- Etudier la faisabilité du gas lift sur le puits ST-64 au futur, du moment que ce dernier est caractérisé par un GOR décroissant.
- Etudier la possibilité d'un traitement matriciel des trois puits vu les caractéristiques assez médiocres de leurs zones de drainage; skin positif et perméabilité beaucoup moins inférieure à la perméabilité moyenne du réservoir.

Bibliographie

1. L. Mattar, D.M.Anderson.:”A Systematic and Compehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data”, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A, October 5-8, 2003.
2. J.C. Palacio, T.A. Blasingame.: “Decline Curve Analysis using Type Curves- Analysis of Gas Well Production Data”, Presented at the 1993 SPE Joint Rocky Mountain Regional and Low Permeability Reservoirs Symposium, April 26-28, 1993.
3. L. Matter.:”Practical Diagnostics Using Production Data and Flowing Pressures”, Paper SPE Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, September 26-29, 2004.
4. T.A. Blasingame.:”A Short Course on the Reservoir Analysis of Reservoir Performance”, Texas A&M University, 2015.
5. M.J. Fetkovich.:”Decline Curve Analysis Using Type Curves”, Paper SPE 4629, June, 1980.
6. Hadong Sun.:”Advanced Production Decline Analysis and Applications”, Published by Elsevier Inc., December, 2014.
7. Woravut Apiwatcharoenkul, B. E.:”Uncertainty in Proved Reserves Estimation by Decline Curve Analysis”, Master Thesis Presented at Texas University, Austin, December, 2014.
8. Tarek Ahmed.:”Reservoir Engineering Handbook Fourth Edition”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2000.
9. H. Dale Beggs.:”Production Optimization Using Nodal Analysis”, published by OGCI, Inc., Petroskills, LLC., Oklahoma, May, 2003.
10. M. Golan, C. H. Whiston.:”Well Performance Second Edition”, Prentice. Hall, Inc., Norway, 1996.
11. “PIPESIM Manual version 2012”, Shlumberger.
12. “Topaze Tutorial”, KAPPA.
13. Documents Sonatrach.
14. Memoires FHC.

ANNEXE 01/ HISTORIQUE DU PUIT ST-37

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q(sm ³ /hr)	Ptête (bars)
20/01/1985	103,04	65	17/10/1987	13,74	48
25/02/1985	10,8	66	01/12/1987	13,74	47
29/03/1985	10,93	67	12/02/1988	13,02	45
22/04/1985	13,26	63	11/04/1988	13,11	47
11/05/1985	13,33	63	15/06/1988	13,96	47
08/06/1985	14,7	59	08/09/1988	13,25	46
21/06/1985	14,17	46	22/10/1988	10,05	56
06/07/1985	13,65	56	08/05/1989	6,29	65
01/08/1985	11,53	60	10/06/1989	9,27	60
20/08/1985	14,3	58	22/07/1989	9,16	61
30/08/1985	15	57	30/08/1989	9,69	60
02/09/1985	14,24	59	08/09/1989	9,56	61
06/11/1985	15,49	55	08/10/1989	9,26	64
14/11/1985	14,4	58	04/11/1989	9,31	179
16/12/1985	12,82	56	03/12/1989	8,79	68
10/01/1986	16,19	56	18/01/1990	11,76	58
16/02/1986	17,69	56	25/04/1990	10,64	58
26/04/1986	18,46	58	14/06/1990	8	63
01/05/1986	16,2	57	24/06/1990	8,06	64
11/05/1986	17,21	46	05/07/1990	7,92	63
14/05/1986	18,77	48	29/07/1990	8,43	64
09/06/1986	20,13	58	12/08/1990	7,99	64
07/07/1986	22,72	57	15/08/1990	7,7	64
13/07/1986	20,63	47	01/09/1990	8,83	64
19/07/1986	22,81	48	19/09/1990	7,71	65
20/08/1986	23,23	49	08/10/1990	7,74	65
16/10/1986	19,9	44	30/11/1990	9,11	64
06/11/1986	23,32	43	12/12/1990	7,98	64
17/11/1986	23,89	44	27/01/1991	7,79	64
02/01/1987	21,35	42	12/02/1991	8,43	63
23/01/1987	19,43	61	18/02/1991	8,52	63
13/02/1987	16,18	61	11/03/1991	8,55	63
03/03/1987	8,99	60	27/03/1991	8,88	62
16/03/1987	8,83	60	13/04/1991	7,4	65
28/03/1987	9,57	60	03/05/1991	7,33	65
09/04/1987	9,62	60	15/05/1991	7,29	65
18/04/1987	14,02	48	29/05/1991	7,29	65
02/05/1987	14,58	46	13/06/1991	7,08	65
22/05/1987	14,22	46	28/06/1991	7,16	65
06/06/1987	14,57	46	08/07/1991	7,02	65
07/07/1987	14,28	46	24/07/1991	7,06	65
18/07/1987	13,66	47	29/07/1991	6,67	65
11/08/1987	13,53	48	11/08/1991	7,37	65
31/08/1987	13,46	47	19/08/1991	7,66	65

ANNEXE 01/ HISTORIQUE DU PUIT ST-37

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
22/10/1991	7,24	65	23/06/1994	4,59	66
05/11/1991	6,88	65	07/07/1994	4,49	66
11/11/1991	6,8	65	20/07/1994	5,58	65
03/12/1991	7,3	65	20/08/1994	5,1	65
23/02/1992	7,35	63	02/09/1994	5,43	65
01/04/1992	11,58	53	12/09/1994	4,93	65
19/04/1992	11,43	53	26/09/1994	5,27	65
02/05/1992	7,83	63	07/10/1994	4,84	65
09/05/1992	7,73	63	17/10/1994	4,6	65
29/05/1992	7,99	63	30/10/1994	4,22	69
01/07/1992	8,62	62	29/11/1994	3,96	65
16/07/1992	8,45	62	15/12/1994	3,94	65
30/07/1992	8,58	62	11/01/1995	3,88	65
14/10/1992	7,04	63	24/01/1995	3,95	65
05/11/1992	8,32	60	06/02/1995	3,92	65
16/11/1992	7,41	62	15/02/1995	4,21	63
26/11/1992	8,19	60	27/02/1995	4,26	62
30/01/1993	8,66	60	13/03/1995	4,63	62
03/03/1993	6,59	63	27/03/1995	4,87	61
19/04/1993	6,59	64	11/04/1995	4,84	62
05/05/1993	6,83	64	24/04/1995	4,63	62
23/05/1993	7,51	61	22/05/1995	4,56	61
09/06/1993	4,37	65	04/06/1995	4,63	62
24/06/1993	4,37	65	17/06/1995	4,58	62
07/07/1993	4,32	65	30/06/1995	4,72	62
21/07/1993	11,23	51	14/07/1995	4,51	59
04/08/1993	6,03	64	20/08/1994	5,1	65
21/08/1993	6,07	64	02/09/1994	5,43	65
05/09/1993	6,2	64	12/09/1994	4,93	65
19/09/1993	6,11	64	26/09/1994	5,27	65
03/10/1993	6,2	63	07/10/1994	4,84	65
30/10/1993	6,46	63	17/10/1994	4,6	65
14/11/1993	6,4	62	30/10/1994	4,22	69
28/11/1993	6,61	62	29/11/1994	3,96	65
28/12/1993	6,22	62	15/12/1994	3,94	65
10/01/1994	6,58	62	11/01/1995	3,88	65
14/01/1994	6,46	62	24/01/1995	3,95	65
26/01/1994	6,49	62	06/02/1995	3,92	65
21/02/1994	7,48	63	15/02/1995	4,21	63
07/03/1994	6	56	27/02/1995	4,26	62
16/03/1994	6,03	63	13/03/1995	4,63	62
21/04/1994	6,25	63	27/03/1995	4,87	61
26/05/1994	4,54	66	11/04/1995	4,84	62
10/06/1994	4,56	66	24/04/1995	4,63	62

ANNEXE 01/ HISTORIQUE DU PUIT ST-37

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
22/05/1995	4,56	61	01/10/1997	10,7	38
04/06/1995	4,63	62	22/10/1997	10,81	38
17/06/1995	4,58	62	12/12/1997	9,44	38
30/06/1995	4,72	62	02/01/1998	8,02	37
14/07/1995	4,51	59	11/02/1998	8,5	37
27/07/1995	4,27	59	27/02/1998	6,56	48
09/08/1995	4,27	59	01/04/1998	5,62	46
26/08/1995	4,33	59	19/04/1998	5,73	45
15/09/1995	4,32	59	19/05/1998	5,91	45
29/09/1995	4,31	59	17/06/1998	5,74	45
11/10/1995	4,25	59	21/06/1998	4,48	51
24/12/1995	6,06	56	28/07/1998	4,42	51
13/02/1996	6,18	56	06/09/1998	4,44	51
05/03/1996	6,03	56	01/10/1998	5,32	50
26/03/1996	5,94	56	18/10/1998	4,88	39
10/04/1996	6,12	58	19/11/1998	4,88	40
22/04/1996	6,04	57	20/12/1998	4,52	40
06/05/1996	5,92	57	30/12/1998	4,77	41
22/05/1996	6,05	57	18/01/1999	4,89	41
10/06/1996	6,16	57	02/02/1999	5,21	41
06/07/1996	8,99	50	15/03/1999	7,18	41
26/07/1996	8,86	50	13/04/1999	6,57	41
03/09/1996	8,85	50	29/05/1999	7,11	41
10/09/1996	8,86	50	21/07/1999	8,71	41
28/09/1996	8,75	50	16/08/1999	6,89	41
17/10/1996	8,78	50	12/09/1999	7,57	41
06/11/1996	8,87	49	28/09/1999	8,03	41
29/11/1996	8,8	50	31/10/1999	9,71	41
24/12/1996	7,65	44	28/11/1999	7,16	40
09/01/1997	7,51	42	24/12/1999	5,73	40
23/01/1997	8,04	45	14/01/2000	7,25	40
31/01/1997	10,21	38	04/02/2000	7,13	39
14/02/1997	8,05	45	17/04/2000	7,05	39
24/02/1997	6,92	45	13/05/2000	7,02	39
17/03/1997	8,32	46	30/05/2000	6,47	41
02/04/1997	10,85	38	16/06/2000	6,65	41
03/05/1997	10,56	38	17/07/2000	5,67	37
23/05/1997	10,66	38	05/08/2000	6,37	38
09/06/1997	10,52	38	31/08/2000	6,12	37
29/06/1997	10,57	38	27/09/2000	5,32	39
20/07/1997	10,65	38	28/10/2000	4,71	39
11/08/1997	10,49	38	14/12/2000	6,05	39
01/09/1997	10,92	38	02/01/2001	4,8	39
19/09/1997	10,5	39	21/01/2001	4,84	39

ANNEXE 01/ HISTORIQUE DU PUIT ST-37

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
24/03/2001	5,06	39	28/11/2004	8,64	36
17/05/2001	6,2	37	27/01/2005	5,32	36
08/06/2001	6,36	37	19/02/2005	6,32	36
03/07/2001	6,06	38	05/04/2005	7,54	36
04/08/2001	6,34	38	05/07/2005	5,04	36
27/08/2001	6,39	37	31/08/2005	5,11	36
29/09/2001	6	37	18/09/2005	5,97	36
20/10/2001	6,38	37	19/09/2005	5,12	36
31/10/2001	6,1	37	19/10/2005	4,53	35
12/12/2001	4,78	39	02/12/2005	4,05	35
26/02/2002	6,46	37	06/04/2006	5,72	36
21/04/2002	5,1	33	07/05/2006	5,83	36
17/06/2002	3,92	31	02/06/2006	5,24	36
06/07/2002	4,22	31	07/07/2006	4,95	36
03/08/2002	4,04	32	28/07/2006	5,68	36
23/08/2002	4,07	32	23/08/2006	5,35	36
29/08/2002	4,67	32	01/11/2006	5,34	35
10/09/2002	6,14	38	24/11/2006	5,59	34
27/09/2002	6,35	37	03/01/2007	5,51	34
15/10/2002	6,19	37	28/01/2007	5,35	33
01/11/2002	6,17	37	09/02/2007	5,17	33
23/11/2002	6,46	37	07/04/2007	4,75	33
12/12/2002	6,06	37	06/05/2007	5,1	33
01/01/2003	6,09	37	30/05/2007	4,79	34
21/01/2003	4,77	37	02/07/2007	5,31	34
09/02/2003	5,44	37	29/07/2007	4,59	34
29/02/2003	5,57	37	26/09/2007	4,07	34
19/03/2003	5,3	37	17/10/2007	5,78	34
08/04/2003	5,85	37	27/01/2008	4,24	33
10/05/2003	5,99	37	16/03/2008	5,96	31
02/06/2003	5,83	37	05/07/2008	4,63	31
19/06/2003	5,68	37	29/07/2008	5,08	31
06/07/2003	5,62	37	03/12/2008	4,88	30
31/07/2003	5,28	37	31/01/2009	4,18	30
19/08/2003	5,75	37	21/02/2009	4,27	30
19/09/2003	5,59	37	24/06/2009	4,57	30
17/10/2003	5,99	37	13/09/2009	4,54	28
04/12/2003	5,94	37	17/11/2009	1,98	28
28/02/2004	5,45	37	11/12/2009	4,16	28
02/06/2004	5,85	37	29/12/2009	3,85	28
26/07/2004	5,43	37	04/01/2010	4,1	28
11/09/2004	5,53	37	27/02/2010	4,18	28
03/10/2004	5,84	37	27/03/2010	4,24	27
14/11/2004	6,5	37	21/04/2010	3,73	26

ANNEXE 01/ HISTORIQUE DU PUIT ST-37

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
27/05/2010	3,95	27	05/10/2013	5,33	20
15/06/2010	3,63	26	06/10/2013	5,58	20
14/10/2010	2,86	23	23/10/2013	5,16	20
22/10/2010	6,5	25	17/11/2013	6,41	20
28/10/2010	5,45	25	01/12/2013	5,75	20
13/11/2010	7,11	24,5	21/12/2013	3,96	19
15/11/2010	6,58	24,5	27/01/2014	4,02	19
21/12/2010	8,92	25	18/02/2014	5,33	20
14/01/2011	6,33	25	21/03/2014	4,93	20
31/01/2011	6,77	25	11/04/2014	4,56	21
24/02/2011	6,62	24	01/05/2014	5,58	21
09/07/2011	4,05	17	13/06/2014	4,58	21
23/07/2011	3,35	23	20/06/2014	3,09	21
31/07/2011	3,12	23	15/10/2014	3,93	19
31/08/2011	2,76	24	06/11/2014	3,18	20
28/10/2011	6,57	23	11/02/2015	4,7	18,5
25/01/2012	7,43	24	06/03/2015	3,93	18
16/02/2012	6,52	24	22/03/2015	3,23	18
09/03/2012	6,68	24	12/04/2015	2,49	18
18/04/2012	3,88	50	19/04/2015	3,48	18
23/04/2012	6,7	24	28/04/2015	3,56	18
03/05/2012	6,91	24	24/05/2015	4,22	17
21/06/2012	5,03	25	04/06/2015	4,06	17
16/07/2012	5,64	25	19/06/2015	3,57	17
08/09/2012	5,5	25	15/07/2015	2,87	17
29/09/2012	5,54	25	25/07/2015	4,52	17
19/10/2012	4,87	25	26/07/2015	3,85	17
10/11/2012	5,14	24	27/07/2015	4,21	17
30/03/2013	4,32	24	28/07/2015	3,61	17
30/06/2013	3,51	24	01/08/2015	4,25	17
31/07/2013	3,03	22	20/08/2015	3,72	17
25/08/2013	2,83	22	08/09/2015	2,6	20
			20/09/2015	3,22	17

ANNEXE 03 : HISTORIQUE DU PUIT ST-64

date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
29/04/2005	6,16	75	20/11/2009	1,39	94
01/05/2005	4,87	84	06/12/2009	1,21	93
05/05/2005	3,86	87	07/01/2010	1,42	93
14/05/2005	2,9	90	22/01/2010	1,29	92
15/05/2005	2,8	90	24/04/2010	1,78	93
30/06/2005	2,09	93	11/05/2010	1,55	92
19/08/2005	1,45	94	01/06/2010	1,29	92
15/09/2005	1,78	94	15/08/2010	1,56	96
05/10/2005	1,75	94	02/09/2010	1,3	93
30/10/2005	1,66	94	09/03/2011	1,47	83
18/11/2005	1,61	94	24/03/2011	1,49	83
02/07/2006	0,96	94	16/04/2011	1,45	93
21/07/2006	1,06	93	20/05/2011	1,47	90
14/08/2006	1,16	93	22/12/2011	3,32	75
31/10/2006	2,16	92	03/01/2012	3,26	82
31/01/2007	2,61	91	14/01/2012	4,32	71
24/03/2007	3,03	87	01/03/2012	5,12	75
26/04/2007	2,51	84	28/03/2012	6,14	69
07/06/2007	2,7	84	04/08/2012	7,38	55
24/10/2007	2,98	87	06/09/2012	8,39	50
16/11/2007	3,26	73	09/10/2012	6,64	50
22/01/2008	3,53	74	17/11/2012	7,01	46
23/02/2008	3,63	84	10/12/2012	5,29	34
01/04/2008	3,2	86	13/01/2013	5,12	40
18/05/2008	2,69	86	04/03/2013	5,6	38
15/07/2008	3,74	88	05/03/2013	6,1	38
30/08/2008	3,5	88	12/04/2013	6,13	37
17/10/2008	4,1	88	13/04/2013	6,24	40
24/11/2008	3,46	84	22/05/2013	5,32	37
21/12/2008	3,12	84	23/05/2013	5,44	42
01/02/2009	3,48	84	03/06/2013	3,14	62
03/03/2009	3,3	86	07/06/2013	3,87	50
01/04/2009	1,4	93	08/06/2013	4,15	52
21/04/2009	1,39	93	02/07/2013	3,25	60
02/05/2009	1,22	97	19/07/2013	2,61	68
01/07/2009	1,07	95	01/11/2013	2,22	74
08/07/2009	1,19	94	02/11/2013	2,52	74
09/08/2009	0,96	94	28/12/2013	2,16	75
19/08/2009	1,23	94	29/12/2013	2,15	75
12/09/2009	1,49	94	27/02/2014	2,52	75
24/09/2009	1,21	94	28/02/2014	2,78	75
16/10/2009	1,35	94	01/03/2014	2,78	75
27/10/2009	1,19	94	20/04/2014	2,33	76
10/11/2009	1,21	94	21/04/2014	2,39	76

ANNEXE 03 : HISTORIQUE DU PUIITS ST-64

date	Q (cum/hr)	Ptête (bars)	date	Q (cum/hr)	Ptête (bars)
17/06/2014	2,14	76	26/03/2015	2,08	77
13/09/2014	2,31	78	08/05/2015	2,46	77
14/09/2014	2,77	78	09/05/2015	2,61	77
			04/07/2015	2,28	77

ANNEXE 02 : HISTORIQUE DU PUIT ST-51

Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)	Date	Q (sm ³ /hr)	Ptête (bars)
16/03/2007	2,5	10	24/05/2009	1,64	9
04/05/2007	4,81	11	15/06/2009	1,21	7
20/05/2007	2,15	10	06/08/2009	1,07	10
16/06/2007	2,26	10	04/09/2009	1,67	9
04/07/2007	2,12	13	08/10/2009	1,74	8
11/07/2007	2,65	14	05/11/2009	1,46	7
16/10/2007	2,65	11	27/12/2011	5,48	24
02/11/2007	1,88	13	08/01/2012	1,35	19
02/01/2008	2,53	15	24/02/2012	2,01	11
08/01/2008	2,38	13	10/04/2012	1,13	11
09/02/2008	2,51	15	15/04/2012	2,55	11
18/02/2008	2,6	16	16/06/2012	2,13	10
22/03/2008	2,27	14	01/07/2012	3,4	9
10/04/2008	1,88	14	22/08/2012	1,21	9
13/04/2008	3,93	14	17/09/2012	1,58	10,5
20/04/2008	3,37	18	03/10/2012	1,75	9
05/05/2008	4,89	19	04/01/2013	2,01	33
06/05/2008	3,74	25	13/02/2013	4,86	29
25/05/2008	3,6	20	14/02/2013	5,3	30
11/06/2008	1,79	20	15/02/2013	5,18	30
03/07/2008	2,86	17	16/02/2013	4,12	29
15/07/2008	3,23	15	17/02/2013	3,93	29
20/07/2008	2,64	15	05/03/2013	1,98	28
12/08/2008	2,83	15	07/03/2013	1,92	28
20/08/2008	2,65	17	28/03/2013	2,18	28
18/09/2008	2,34	12	05/04/2013	1,83	28
17/10/2008	2,62	12	02/08/2013	5,74	18
24/11/2008	1,94	11	02/09/2013	5,33	18
16/12/2008	2,23	11	02/10/2013	5,11	18
25/12/2008	2,09	11	02/11/2013	5,1	18
04/01/2009	1,66	16	25/11/2013	2,23	18
06/01/2009	1,53	9	02/12/2013	5,04	14
07/01/2009	1,68	9	18/12/2013	1,47	15
09/01/2009	1,08	9	19/12/2013	1,48	15
27/01/2009	2,7	10	11/01/2014	1,29	15
05/02/2009	1,22	10	04/02/2014	1,58	13
09/02/2009	0,99	9	17/02/2014	1,68	15
19/02/2009	1,34	9	18/02/2014	1,56	15
18/03/2009	2,01	8	06/04/2014	1,17	15
21/04/2009	1,68	8	05/05/2014	1,53	15
17/05/2009	1,37	7	06/05/2014	1,33	14