

Positionnement de puits déviés

Implémentation des corrections à envisager lors de la représentation des trajectoires de puits déviés en projection cartographique – Propositions et analyses de trois méthodologies possibles.

Société d'accueil :
PFE présenté par :

TOTAL
Antoine BILLAULT.



Directeur (directrice) du PFE : M. FLACELIERE Bernard.

Correcteurs :

M. FERHAT Gilbert, M. FISCHER Jean-Claude, M. MIO Olivier.

1. Contexte de l'étude

Dans une société en pleine mutation sur les questions de gestion de l'énergie et de l'exploitation durable des ressources naturelles, une compagnie pétrolière multinationale, telle que le groupe TOTAL, se doit de relever perpétuellement des défis humains et techniques dans l'exploration et la production des énergies fossiles, ressources avérées épuisables. Pour répondre à ces challenges ambitieux, les architectures des trajectoires de puits deviennent de plus en plus complexes, et leurs dépôts horizontaux atteignent désormais une dizaine de kilomètres pour les puits dits ERD (Extended Reach Drilling). Le positionnement de ces trajectoires sur une représentation cartographique compréhensible et interprétable a posteriori, lors d'un projet d'Exploration et de Production, par les différents services impliqués dans ce dernier (Forage, Géophysique, Réservoir), impose une présence, un suivi et un contrôle de l'entité habilitée en tant que tel, à savoir le service Géomatique.

L'état actuel des données de positionnement des trajectoires-puits mérite d'être examiné, et les calculs, formules et corrections géodésiques adoptés, aussi bien par le service Forage, lors de la conception des puits, que par les sociétés de services fournisseurs de mesures de trajectoire de puits déviés, en cours de forage, requièrent une investigation approfondie.

Les fautes constatées, les incohérences révélées feront l'objet d'une mise en garde quant à l'exploitation des données des trajectoires-puits, et des solutions pour les géoréférencer correctement dans le système géodésique en vigueur sur la zone d'étude seront explicitées.

2. État de l'art du positionnement des puits déviés

Le premier temps consiste en la mesure de points stationnés le long de la trajectoire, modélisée lors du design ou établie en temps réel lors du forage effectif. Sur un site de forage, ce mesurage est accompli par des *contracteurs* spécialistes, et fournit in fine les observations brutes suivantes : le couplet (Azimut Magnétique, Inclinaison locale) de la BHA (garniture de forage) avec un instrument MWD (Measurement While Drilling), ou bien le couplet (Azimut Géographique, Inclinaison locale) de la BHA avec une centrale inertielle, auquel on adjoint une troisième donnée : la longueur physique forée (ie. longueur des tiges empilées).

Par la suite, l'emploi d'un algorithme d'interpolation de ces observations discrètes permet de retracer le parcours du train de tiges le long du puits désiré ou foré. Bien que la méthode du minimum de courbure (« minimum curvature »), entre deux points stationnés, demeure le standard proclamé et adopté à ce jour, la méthode du constant Tool Face est revendiquée par les foreurs pour un guidage plus aisé de l'outil de forage. Indépendamment de cette distinction, ces deux principes raisonnent dans un environnement en trois dimensions, c'est-à-dire un trièdre orthonormé. Ainsi, les coordonnées intermédiaires, résultantes de ce traitement d'observations pseudo-brutes, définissent un point quelconque de la trajectoire sous la forme d'un déport physique (ΔX , ΔY) où l'origine est la première mesure réalisée en tête de puits, accompagné d'une profondeur (True Vertical Depth), assimilable à l'opposé d'une altitude, et où l'origine est ici aussi la tête de puits. Du reste, ces coordonnées sont référencées selon les axes du trièdre relatif à l'algorithme d'interpolation retenu. Une mauvaise habitude fut prise d'apposer aux données brutes Azimutales une valeur **constante** de déclinaison

magnétique (pour des observations acquises avec un MWD) et de convergence des méridiens, déterminées en tête de puits, afin d'orienter, à tort, ces Azimuts sur un nord cartographique, et exprimer après coup des déports connotés comme des déplacements Est-Ouest & Nord-Sud de la trajectoire par rapport à la plate-forme de forage (Rig). Une première faute est ici commise par négligence d'un phénomène géodésique (ie. variation dans l'espace de la convergence des méridiens).

Alors que le service Forage réceptionne les coordonnées de la cible (« target ») – déterminées par le service Réservoir – sous la forme (Easting, Northing) + TVD qui se réfèrent respectivement à un système géodésique et un référentiel altimétrique – soit dans un univers 2D + 1D –, les foreurs confrontent cette donnée avec leurs valeurs intermédiaires (ΔX , ΔY , ΔTVD), pourtant définies dans un univers 3D, où l'origine de ce triplet de coordonnées, commune en chaque point représentatif de la trajectoire, est la tête de puits. La figure 1 résume la nature des données de positionnement des trajectoires-puits véhiculées entre les acteurs d'un projet d'Exploration & Production, au sein du groupe TOTAL.

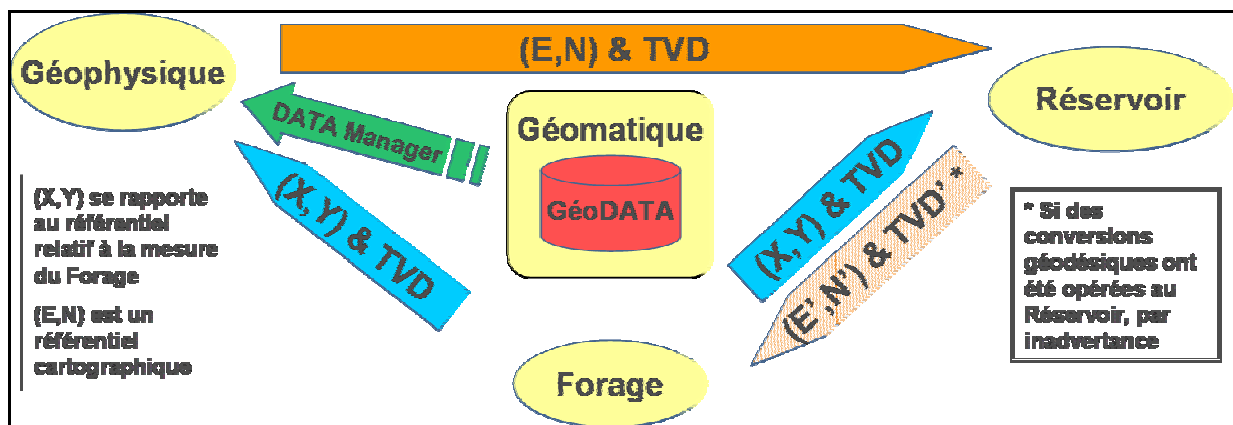


Figure 1 : Aperçu de la nature des données échangées entre les différentes entités

Aux erreurs précédemment introduites, imputables aussi bien aux foreurs (design de la trajectoire) qu'aux contracteurs (mesurage effectif de la trajectoire), viennent s'ajouter d'autres approximations mises en évidence dans les rapports des campagnes de mesures réalisées par ces contracteurs et transmis aux foreurs. Ces rapports affichent les observations pseudo-brutes – puisqu'on ne dispose pas des valeurs originelles d'Azimuts (magnétique ou géographique selon l'instrument de mesure) – soit une donnée déjà faussement convertie, où l'unique valeur de convergence retenue est affichée dans l'en-tête d'un rapport. Les coordonnées intermédiaires sont aussi répertoriées comme des déplacements Nord-Sud et Est-Ouest. Enfin, les coordonnées de chaque point de la trajectoire sont formulées dans la projection cartographique en usage sur la zone du forage, par l'emploi des relations suivantes :

$$\begin{aligned} \text{Northing } (i) &= \text{Northing } (Rig) + \Delta NS_{Rig}^i \cdot SF_{Rig} \\ \text{Easting } (i) &= \text{Easting } (Rig) + \Delta EW_{Rig}^i \cdot SF_{Rig} \end{aligned}$$

Ce calcul élémentaire retient une valeur fixe de module linéaire (Scale Factor), déterminée en tête de puits, et qui, multipliée par le déport selon le pseudo-Nord ou le pseudo-Est d'un point issu de son calcul d'interpolation, puis additionnée de la coordonnée initiale (tête de puits) Nord ou Est, produira respectivement la coordonnée plane Nord ou Est de ce point. La figure 2 schématise, sur un extrait d'un rapport d'une campagne de mesures, cette opération approximative.

Comments	Measured Depth (m)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	TVD (m)	Vertical Section (m)	NS (m)	EW (m)	DLS (deg/30 m)	Nothing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude	Sub-Sea TVD (m)
Tie-In	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9415732.48	784121.04	S 5 16 19.391	E 11 33 47.542	-29.60
Sea bed	199.60	0.00	0.03	199.60	0.00	0.00	0.00	0.00	9415732.48	784121.04	S 5 16 19.391	E 11 33 47.542	170.00
GWD	224.10	0.81	85.62	224.10	-0.12	0.01	0.17	0.99	9415732.49	784121.21	S 5 16 19.391	E 11 33 47.547	194.50
(GWD)	253.52	0.11	165.55	253.52	-0.26	0.00	0.38	0.81	9415732.48	784121.43	S 5 16 19.391	E 11 33 47.554	223.92
GWD	273.02	0.64	295.62	273.02	-0.22	0.03	0.29	1.10	9415732.51	784121.33	S 5 16 19.390	E 11 33 47.551	243.42
GWD	287.21	0.54	248.95	287.21	-0.14	0.04	0.16	0.91	9415732.52	784121.20	S 5 16 19.390	E 11 33 47.547	257.61

Figure 2 : Valeurs disponibles pour chaque mesure, dans un rapport d'une campagne de mesures (données Forage, [2007], confidentiel)

3. Développements et perspectives d'évolution

Trois solutions ont été étudiées pour répondre aux besoins du Forage, à savoir leur permettre de concevoir et représenter avant forage des trajectoires géoréférencées, et recommander aux contracteurs de revoir leurs formules de conversion et d'expression de la trajectoire en projection.

- La première solution est présentée dans la publication SPE n° 96813. Elle est d'un point de vue géodésique juste dans son raisonnement, et permet de s'affranchir des corrections de convergence de méridiens (passage Azimut Géographique \rightarrow Azimut Cartographique) et de module linéaire. Elle nécessite des coordonnées intermédiaires déterminées à partir d'Azimut Géographique et fournit, au final, des coordonnées géographiques.
- La deuxième solution consiste en la transformation d'un repère topocentrique (i.e. là où sont définies les coordonnées intermédiaires) vers le repère géocentrique du datum en vigueur. Cette méthode est très lourde à mettre en œuvre car elle exige une bonne maîtrise des fondamentaux géodésiques, et introduit beaucoup d'étapes et calculs préalables dans la préparation des données (équation de Laplace, transformation d'Helmert...).
- La troisième solution repose dans un simple calcul par un point lancé. On se base sur des coordonnées intermédiaires déterminées à partir d'Azimuts géographiques, entre autres. Entre deux points consécutifs, on détermine la valeur de la convergence des méridiens et le module linéaire local (propres à la projection dans laquelle on souhaite exprimer les coordonnées finales), et après réduction, sur l'ellipsoïde, de la distance euclidienne entre ces deux points, on applique les formules usuelles du point lancé.

Le développement de la première et troisième solution a été réalisé sous Matlab R2006a, celui de la deuxième, en raison de sa complexité, a été achevé avec un tableur Excel. En outre, certains modules géodésiques complémentaires, internes au service Géomatique, ont été requis : pour le calcul d'une ondulation du Géoïde, on a utilisé le module développé par Rémi FELTEN ([2005], PFE @ TOTAL) ; pour la conversion des coordonnées géocentriques et/ou géographiques en coordonnées cartographiques, on a utilisé le module GCU©.

Les résultats produits par ces trois solutions sont homogènes au mètre près, et ceux issus des solutions LMP (solution I) et Point Lancé (solution III) présentent des écarts inférieurs à 5 cm sur un puits au départ excédant 10 km. Ces deux dernières solutions résultent de calculs directs et rapides (aucune itération), provenant d'implémentations sommaires.

De surcroît, le Forage établit, en chaque point mesuré d'une trajectoire, un ellipsoïde d'incertitude sur son positionnement, à partir d'un modèle d'erreurs standardisé qui tient compte des méthodologies suivies lors de la mise en œuvre de la mesure ainsi que des performances des instruments de mesures. Assurément, ce défaut de correction géodésique, ou encore la non-conversion, en coordonnées planes, des coordonnées intermédiaires du Forage, agissent comme une propagation d'erreurs systématiques, en chaque point observé et mesuré, et altèrent sérieusement la qualité de ces données en augmentant significativement le volume de l'ellipsoïde d'incertitude, du moins sa projection dans un plan horizontal.

L'intégration des corrections géodésiques rigoureuses proposées ci-dessus pour la conversion dans un référentiel cartographique des observations du Forage, opposables a posteriori avec les données de la Géophysique et du Réservoir, relève d'un commun accord entre les services Géomatique et Forage. Parce que ce dernier entreprend de développer une future Base de Données dédiée aux trajectoires puits (avec les incertitudes sur les positions associées), les orientations relatives au développement et à l'intégration de ces corrections doivent être arrêtées très prochainement.

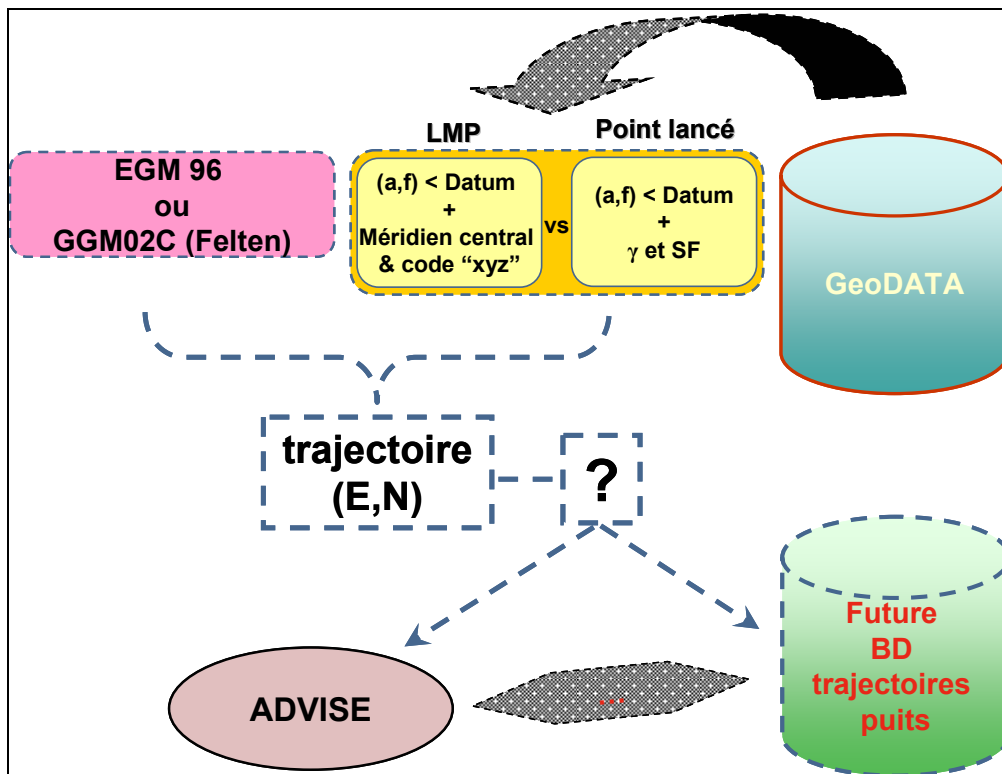


Figure 3 : Schéma synthétique sur l'intégration du module de conversion géoréférençant les trajectoires du Forage. Prototype suivant les orientations pressenties au service Forage.

4. Synthèse

Cette étude avait pour objectif premier d'éclaircir les manipulations opérées sur les données de positionnement des trajectoires de puits, puis d'inspecter, plus particulièrement, le niveau d'intégration des notions et corrections géodésiques fondamentales à l'expression d'une trajectoire d'un puits dévié dans une projection cartographique, format de données compréhensible et homogène pour tous les acteurs intervenant dans un projet d'Exploration & Production.

Des imperfections notoires ont été décelées, aussi bien en interne au service Forage, lors d'une conception d'un puits par leur logiciel-métier, que dans un rapport d'une campagne de mesures relevées et transmises par un contracteur spécialiste en mesurage de puits dévié.

Des solutions claires, détaillées et approfondies ont été développées, et garantissent le géoréférencement approprié d'une trajectoire-puits dans le système géodésique en vigueur sur la zone d'étude. Deux solutions peuvent être retenues dans la perspective de l'implémentation vraisemblable et prochaine d'un module destiné à convertir une trajectoire-puits en coordonnées cartographiques. Reste à statuer sur les orientations à venir au Forage quant à l'élaboration d'une Base de Données officielle et dédiée aux données puits, pour que Géomatique puisse livrer l'application géodésique ad hoc.

Parallèlement, le consortium OGP (Oil & Gas producers), dont dépend l'EPSG (European Petroleum Survey Group) –instance suprême en matière de Géodésie dans le monde du pétrole– aurait tout intérêt à dresser une liste de recommandations sur les formules, algorithmes, paramètres, chiffres significatifs, définition des unités linéaires et angulaires, relatifs à la gestion des systèmes géodésiques et cartographiques susceptibles d'être intégrés ou pris en charge par les logiciels-métiers en usage dans une compagnie pétrolière et ses filiales, telle TOTAL. Cette certification valoriserait à la fois l'autorité de l'EPSG, les performances et la fiabilité des logiciels audités et avérés conformes aux normes édictées, et surtout la qualité et l'intégrité des données puits.