Zeitschrift: Swiss bulletin für angewandte Geologie = Swiss bulletin pour la géologie appliquée = Swiss bulletin per la geologia applicata = Swiss bulletin for applied geology

Herausgeber: Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftern; Schweizerische Fachgruppe für Ingenieurgeologie

Band: 26 (2021)

Heft: 1

Artikel: Seismik für den Tiefenbereich bis 2000 m

Autor: Frei, Walter / Martin, Dieter / Baumann, Marco

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-977322

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Swiss Bull. angew. Geol. Vol. 26/1, 2021 S. 83-94

Seismik für den Tiefenbereich bis 2000 m

Walter Frei[1], Dieter Martin[1] & Marco Baumann[2]

Zusammenfassung

Die Detailgenauigkeit von 2D-reflexionsseismischen Abbildungen ist direkt abhängig von der räumlichen Datendichte, ausgedrückt in erster Linie durch die Abstände der Geophonstationen. Je geringer die Erkundungstiefe desto kleiner sind diese Abstände für eine zufriedenstellendes Auflösung zu wählen. So sind die Datenerfassungsparameter mit Geophonstationsabständen von 30 bis 50 m, wie sie in der Erdölindustrie verwendet werden, für die Kartierung des strukturellen Aufbaus des Untergrunds bis in 1000 m Tiefe gänzlich ungeeignet.

Bei 3D-Messungen ist für die Datendichte die Grösse der Zellen der gemeinsamen Tiefenpunkte (*common depth point bins* oder CDP-*bins*) die entscheidende Messgrösse. Einer Verbesserung des seismischen Auflösungsvermögens über eine Verkleinerung der CDP-*bins* sind die disproportional zunehmenden Kosten früh Grenzen gesetzt. Eine Reduzierung der Kantenlängen einer CDP-*bin* von z.B 15 m x 15 m auf ihre Hälften bedeutet die Erfassung einer sechzehnfachen Datenmenge. Eine gerade noch erschwingliche 3D-Seismik mit «Erdöl»-CDP*bin*-Grössen von 15 m x 15 m erbringt oberhalb von Tiefen bis 2000 m eine völlig unbefriedigende Detailgenauigkeit, wenn kleinere karstifizierte Zonen und Störungen erfasst werden sollen.

Neben den Messgrössen der Datenerfassung wird auf die Gefahren aufmerksam gemacht, dass verschiedene EDV-Verfahren zur Erhöhung der Kontinuität der Reflexionseinsätze (sog. *signal enhancement techniques*) bei missbräuchlicher Anwendung die Auflösung seismischer Abbildungen gravierend beeinträchtigen.

Résumé

Le détail des images de sismique réflexion 2D dépend directement de la densité spatiale des données, exprimée principalement par l'espacement des stations géophones. Plus la profondeur d'investigation est faible, plus restreintes ces distances doivent être choisies pour obtenir une résolution satisfaisante. Ainsi, les paramètres d'acquisition de données avec des distances de 30 à 50 m entre les stations géophones, tels qu'ils sont utilisés dans l'industrie pétrolière, sont totalement inadaptés à la cartographie de la composition structurelle du sous-sol jusqu'à 1000 m de profondeur.

Pour les mesures 3D, la taille des cellules des points de profondeur communs (CDP-*bins*) est le paramètre de mesure décisif pour la densité spatiale des données. Une amélioration de la résolution sismique en réduisant la taille des CDP-*bins* est limitée par l'augmentation disproportionnée des coûts. Une réduction de la taille d'un CDP-*bin*, par exemple de 15 m x 15 m à 7.5 m x 7.5m signifie l'acquisition d'une quantité de données seize fois supérieure. Une étude sismique 3D tout juste abordable avec des tailles de CDP-*bin* « pétrolières » de 15 m x 15 m donne un niveau de détail totalement insatisfaisant au-dessus des profondeurs allant jusqu'à 2000 m lorsque des zones karstifiées et des failles plus petites doivent être détectées.

Outre les paramètres d'acquisition des données, l'attention est attirée sur les dangers que représentent les diverses techniques informatiques utilisées pour augmenter la continuité des réflecteurs (*signal enhancement techniques*) qui, si elles sont mal utilisées, nuisent gravement à la résolution des images sismiques.

Abstract

The imaging resolution of 2D reflection seismic sections is directly dependent on the spatial data density, expressed primarily by the geophone station spacing. The shallower the depth of investigation, the smaller these distances are to be chosen for obtaining a satisfactory resolution. For example, data acquisition parameters with geophone station spacings of 30 to 50 m, as used in the petroleum industry, are completely inappropriate for mapping structural features down to depths in the order of 1000 m.

For 3D surveys, the size of the common depth point bins (CDP-*bins*) is the crucial acquisition parameter for spatial data density. An improvement of the seismic resolution by reducing the size of the CDP-*bins* is limited by the disproportionate increase of the costs at an early stage. Reducing the *CDP-bin* size from e.g. 15 m x 15 m to its 7.5 m x 7.5 m means acquiring sixteen times the amount of data. A barely affordable 3D seismic survey with a «petroleum» *CDP-bin* size of 15 m x 15 m yields a completely unsatisfactory imaging resolution at shallower depths than 2000 m, when minor karstified zones and faults are to be detected for hydrothermal exploration.

In addition to choosing adequate data acquisition parameters, attention is drawn to the dangers of misusing various processing signal enhancement techniques to increase the continuity of the reflection events, which significantly degrade the imaging resolution.

[1] info@geoexpert.ch
[2] mbaumann@rsq-gmbh.ch

1 Einführung

Ein Explorationsseismiker, der bei animierten 3D-Seismik-Datenpräsentationen staunend beobachtet, wie sukzessiv 2D-Schnitte von einem Quader von mehreren Kilometern Länge, Breite und Tiefe abgeschält werden, ist gut beraten, sich Gedanken darüber zu machen, ob die Ausbeute an Information in einem angemessenen Verhältnis zu den Kosten dieser effektivsten, aber auch teuersten Art der Untergrunderkundung steht.

Dieser Artikel befasst sich mit den Unzulänglichkeiten der konventionellen Reflexionsseismik bei oberflächennahen und mitteltiefen Erkundungen, die einerseits aufgrund der dem zu erkundenden Tiefenbereich nicht angepassten Wahl der Datenerfassungsparameter, und andererseits aufgrund ungeeigneter Datenverarbeitungsstrategien zu einer erheblichen Verschlechterung des Auflösungsvermögens führen. Jedes der folgenden vier Kapitel befasst sich mit einem dieser Mängel und schlägt Massnahmen zur Abhilfe vor.

Die Reflexionsseismik ist das Standard-Erkundungsverfahren in der Erdölindustrie, bei akademischen Projekten und auch für die tiefengeothermische Exploration. Die Methode ist in der Lage Untergrundstrukturen bis in Tiefen in der Größenordnung von 7'000 m abzubilden. Für alle zu erkundenden Tiefenbereiche ist es gängige Praxis, dass beim Processing das vertikale Auflösungsvermögen durch laufzeitvariable Spektralausgleichs- und Bandpassfilterverfahren (*time variant spectral whitening & time variant bandpass filtering*) optimiert wird.

Bei Zielhorizonten von weniger als 2'000 m ist jedoch zu beobachten, dass die bei der Wahl der für das räumliche Auflösungsvermögen entscheidende Messgrösse, nämlich des Abstandes zwischen den Geophonstationen, dessen Tiefenabhängigkeit oft ausser Acht gelassen wird. Die Folge ist, dass mit «Erdölparametern» erfasste Seismikdaten aufgrund ihres reduzierten Auflösungsvermögens den Erwartungen an die Informationsausbeute nicht gerecht werden.

In je geringerer Tiefe sich die zu kartierenden Strukturen im Untergrund befinden, desto weniger geeignet sind die reflexionsseismischen Analysetechniken zur Bestimmung der Verteilung der seismischen Ausbreitungsgeschwindigkeiten im Untergrund. Ausgerechnet hier werden jedoch besonders präzise Analyseergebnisse benötigt, um den in vertikaler und horizontaler Richtung abrupten Geschwindigkeitsänderungen beim Processing Rechnung tragen zu können.

Die Erlösung aus diesem Dilemma für die untiefe Reflexionsseismik kam kurz vor der Jahrtausendwende mit der Marktreife des Verfahrens der **refraktionstomographischen Inversion**. Diese weiterentwickelte Technik der Refraktionsseismik ist in der Lage die seismischen Geschwindigkeiten mit ausreichend hoher Genauigkeit für deren Verwertung bei der seichten reflexionsseismischen EDV herzuleiten. Mit der durch die GeoExpert AG entwickelten Methode der **Hybridseismik** (*hybrid seismic surveying*, **HSS**) im Jahre 2000 eröffnet sich damit auch die Anwendbarkeit des reflexionsseismischen Verfahrens und somit dessen Aussagepotenzial nunmehr schon ab wenigen Metern unter der Oberfläche.

Frei et al. beschreiben HSS zwischen 2000 und 2020 in zahlreichen Publikationen und präsentieren Fallstudien dieses Verfahrens. Das charakteristische Merkmal ist die symbiotische Kombination der Reflexions- mit der Refraktionsseismik. Wurden früher die refraktions- und reflexionsseismischen Verfahren als eigenständige Disziplinen mit getrennter Datenerfassung und getrennter Datenverarbeitung durchgeführt, so sind heute die Datenerfassung und Auswertung beider Verfahren eng miteinander verzahnt.

2 Der für das Auflösungsvermögen bestimmende Geophonabstand (dR)

Die für das Auflösungvermögen massgebende Messgrösse ist der Empfängerstationsabstand (**dR**). Eine dichte Abfolge von im Feld ausgelegten Geophonen ist empfehlenswert, aber nur dann, wenn das Seismogramm jedes einzelnen Geophons als individueller Datenkanal aufgezeichnet wird. Der direkt entscheidende Parameter für das Auflösungsvermögen der reflexionsseismischen Abbildung ist der Abstand der gemeinsamen Tiefenpunkte, (**dCDP**). Er entspricht dR / 2, dem lateralen Strahlenpfad-Abtastintervall wie in Figur 1 unten illustriert.
In der Erdölindustrie mit Zieltiefen von > 4000 m ist es üblich, mehrere einzelne Geophone durch Reihenschaltung zusammenzufassen, was zu einem größeren Geophon-Stationsabstand in der Größenordnung von 20 bis 50 m führt. Diese wirtschaftlich motivierte Praxis verschlechtert jedoch die Bildauflösung der Daten erheblich, insbesondere in geringeren Tiefen als 2'000 m. Keine noch so ausgefeilte Technik zur Signalverbesserung oder eines *de-aliasing*-Verfahrens kann diesen Verlust an Signalqualität bei der anschließenden Datenverarbeitung rückgängig machen.

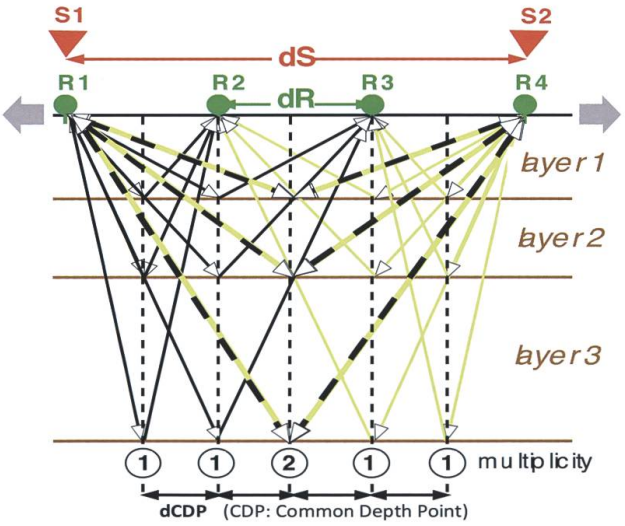

Fig. 1: Schematisches Konzept der gemeinsamen Tiefenpunkte (CDP): Schwarze Strahlenpfade von Sendepunkt S1 zu den Empfängerstationen R2, R3 und R4; gelbe Strahlenpfade von S2 zu R1, R2 und R3. Zu beachten ist, dass die Strahlenpfade von S1 nach R4 und von S2 nach R1 gemeinsame Spiegel- oder Tiefenpunkte auf den drei Ebenen haben, => die Multiplizität oder Überdeckung an diesen Tiefenpunkten ist 2-fach.

Dieser Effekt wird durch einen Vergleichstest veranschaulicht, der 2012 im Rahmen des hydrothermalen Bohrprojekts Schlattingen in der Nordschweiz an einem reflexionsseismischen Datensatz durchgeführt wurde. Die Angaben zur Datenerfassung sind:

Anzahl aktiver Datenkanäle in der Auslage	360
Geophonstationsabstand (dR)	2.5 m
Abstand der Quellpunkte (dS)	10.0 m
Abstand der gemeinsamen Tiefenpunkte (dCDP)	1.25 m (= dR/2)
Auslagemuster / Geophonstation	Einzelgeophone (10 Hz)
Art der seismischen Anregung	BISON EWG III beschleunigtes Fallgewicht (250 kg)
Anzahl Schläge pro Quellpunkt	2 – 4
Überdeckungsgrad / Multiplizität	35-fach (nominal)

Um den Einfluss der Grösse des dCDP auf die seismische Abbildungsauflösung zu illustrieren, wurden die Seismogramme von sechs bzw. zwölf aufeinanderfolgenden Geophonen aufsummiert, wodurch eine entsprechende Serieschaltung dieser Geophone im Feld simuliert wird.

Die gestapelten Signale jeder Gruppe werden einem Datenkanal zugeordnet, wodurch kleinere Datensätze entstehen, deren dR nun 15 m (= 6 x 2,5 m) bzw. 30 m (= 12 x 2,5 m) beträgt. Die auf diese Weise simulierten Datensätze wurden der gleichen EDV unterzogen wie der Originaldatensatz, dessen EDV-Ergebnis unten in Figur 2 dargestellt ist.

Die reflexionsseismischen Profile der beiden simulierten Datensätze mit grösseren dR-Werten sind in Figur 3 und Figur 4 dargestellt.

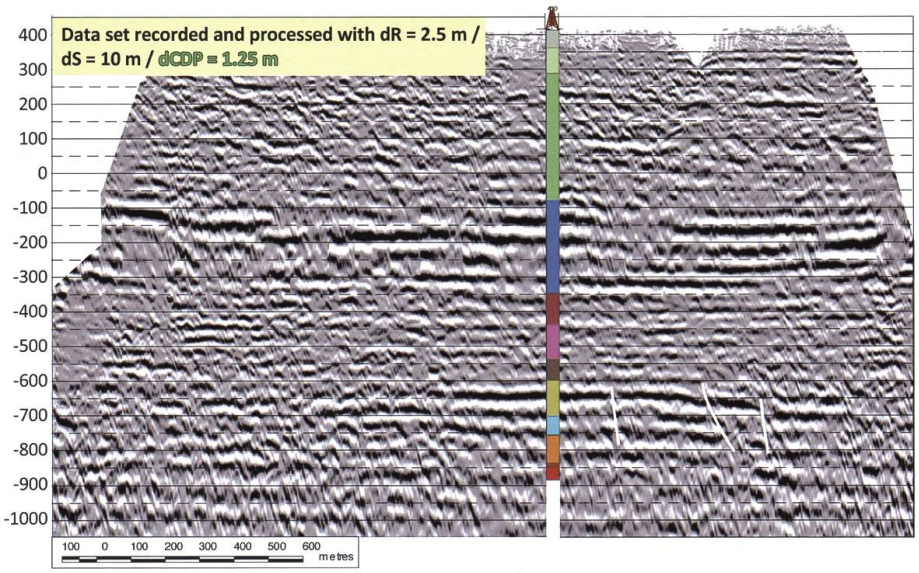

Fig. 2: Reflexionseismisches Profil über der Geothermiebohrung Schlattingen TG. Für die EDV wurde die für das Auflösungsvermögen wichtige Messgrösse des Geophonstationsabstandes dR unverändert übernommen.

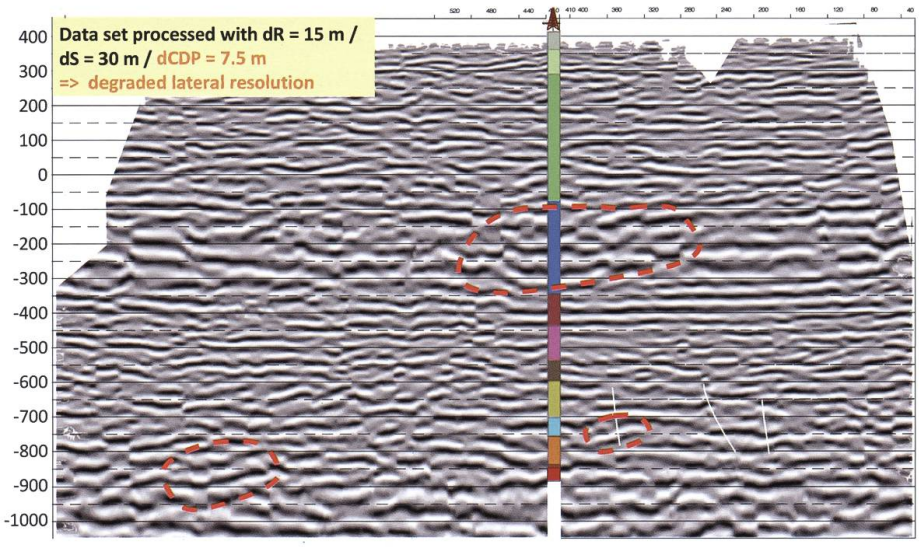

Fig. 3: Das seismische Profil mit dem gleichen Processing wie in Figur 2 mit simulierten **6-mal** größeren dR & dCDP und einem **3-mal** größeren dS. An zahlreichen Stellen, wie z.B. in den rot eingekreisten Zonen, gibt es Hinweise auf starke laterale Aliasing-Effekte.

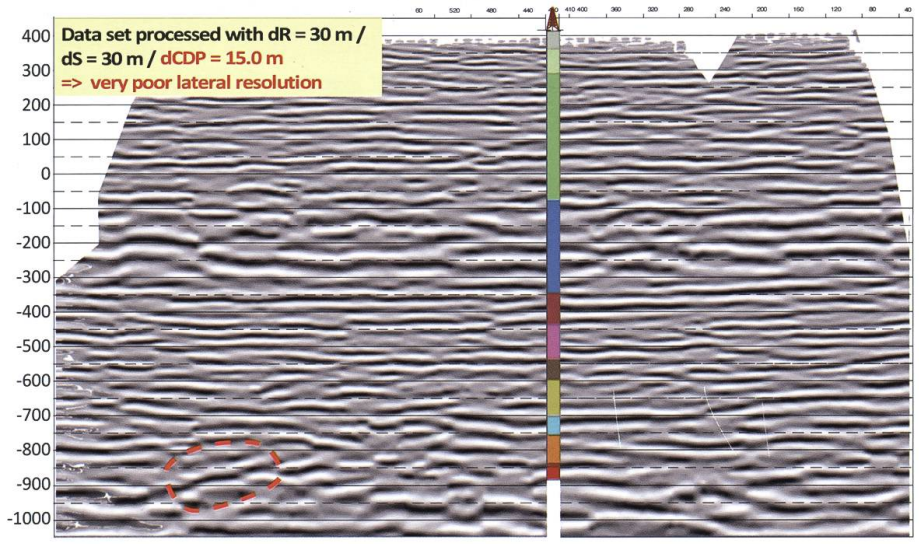

Fig. 4: Das seismische Profil wurde mit simulierten **12-mal** größeren dR & dCDP und einem **3-mal** größeren dS einer identischen EDV wie bei Figur 2 und Figur 3 unterzogen. Kleinere Verwerfungen und verkarstete Zonen werden verwischt und vollständig ausgelöscht oder wegen Aliasing-Artefakten - wie bei rotumrandeten Bereich - stark verzerrt abgebildet.

Der Verlust an Auflösung der Abbildungen in Figur 3 und Figur 4 ist durch die unterschiedlichen Ankunftszeiten der reflektierten Signale an den einzelnen Geophonen innerhalb jeder Gruppe erklärbar. Diese Unterschiede sind auf die unterschiedlich langen Strahlenpfade wegen der variablen Abstände zwischen dem Anregungspunkt und den einzelnen Geophonen sowie auf topographische Unebenheiten der Oberfläche zurückzuführen.

Beim seismischen Profil der Originaldaten in Figur 2 wird diesen Unterschieden in den Zwei-Weg-Zeiten (TWT = two-way-travel time) durch die Anwendung sogenannter statischer Korrekturen an der Position jedes Einzelgeophons im Zuge des hybridseismischen Processings Rechnung getragen. Dies erfolgt gleichzeitig mit der refraktionstomographischen Herleitung des Geschwindigkeitsfeldes, in dem die Geschwindigkeitskomponente der statischen Korrektur der *weathering static correction* bereits enthalten ist und bei der CDP Stapelung angewendet wird.

Individuelle statische Korrekturen des bereits im Feld gestapelten Signals einer Gruppe von Einzelgeophonen sind jedoch bei den Signalen der Gruppe, wie sie für die simulierten Daten der Profile in Figur 3 und Figur 4 verwendet werden, nicht mehr möglich.

Zwischenfazit

1) Je länger eine in Serie geschaltete lineare Geophongruppe / Geophonstation ist, desto grösser ist der Verlust an Auflösungsmögen. Es ist empfehlenswert jedem Geophon einen eigenen Datenkanal zuzuordnen. Je dichter die Abfolge der Geophonstationen desto besser wird das Auflösungsvermögen.
2) Bei Projekten mit dem Ziel, kleinere tektonische Verwerfungen und durchlässige verkarstete Zonen bis in Tiefen von 1500 m zu identifizieren, sollte der Abstand der Geophonstationen dR 3 m nicht überschreiten. Für Zieltiefen bis 500 m empfiehlt sich ein dR von max. 2 m. Für Erkundungstiefen bis 20 m ist ein dR von 1 m angezeigt.
3) Dadurch, dass bei Erkundungen - auch bis in Tiefen von >4000 m - kleinere Geophonstationsabstände bis maximal 5 m ohne wesentliche Mehrkosten empfehlenswert sind, ergäben sich sowohl punkto Datenqualität, wie auch wirtschaftlich gesehen, entscheidende Vorteile: Aufgrund der höheren und der vor allem lückenlosen Datendichte über die gesamte Länge einer Messlinie ergibt sich a) eine wesentlich genauere Bestimmung der refraktionstomographisch hergeleiteten statischen Korrekturen und b) dass auf getrennt durchgeführte Kurzrefraktionsmessungen (sog. *low velocity* oder *weathering layer refraction surveys*) verzichtet werden kann.

3 Kosten- / Nutzen-Verhältnis der 3D Seismik für Zieltiefen bis 2000 m

An die 3D-Seismik werden aufgrund der erheblichen Kosten hohe Erwartungen geknüpft. Die dabei wichtigste Frage ist, ob die Wahl der Datenerfassungsparameter den Anforderungen an eine zufriedenstellende Auflösung angemessen ist.

Größere 3D-Messkampagnen wurden in der Nordschweiz an drei Standorten mit einer Fläche von etwa 200 km^2 durchgeführt (siehe Nagra (2018/19). Die dabei verwendeten Datenerfassungsparameter sind in Figur 5 dargestellt.

Die wesentlichen Angaben zur Datenerfassung sind wie folgt (siehe Fig. 5 oben):

a) Geophonanordnung pro Station:	12 in Serie geschaltete Geophone im Abstand von 2.5 m
b) Abstand der Geophponstationen ΔRx:	30 m
c) Empfängerlinienabstand ΔRy:	150 m
d) Abstand der Anregungspositionen ΔSy:	30 m
e) Abstand der Anregungslinien ΔSx:	150 m

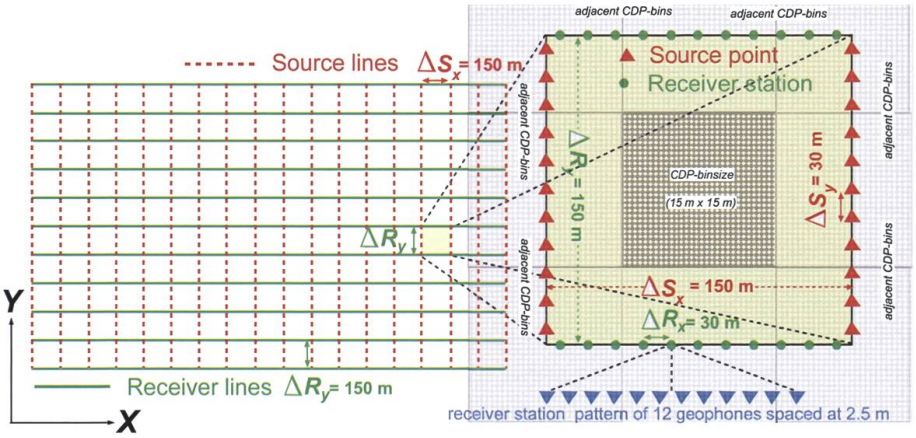

Fig. 5: Standardisierte orthogonale 3D-seismische Messauslage, wie sie in der Erdölexplorationsindustrie üblich ist (erweiterte Illustration aus Vermeer G.J.O. 2020).

Die sich daraus ergebende Grösse der CDP-Zelle (CDP *binsize)* ist 15 m x 15 m. Es ist die Zelle, in der die Seismogramme aller CDPs aus den verschiedenen Azimutrichtungen gesammelt werden. Ihre Größe ist eine Funktion der obigen Parameter b) bis e).

In Analogie zur 2D-Seismik ist es gerechtfertigt, den Begriff des dCDP als Maßstab für die Beurteilung des Auflösungsvermögens auf die räumlichen CDP-Zellen bei 3D-Seismik zu erweitern. Das bedeutet, dass eine lineare 2D-Sektion, die aus einem 3D-Datensatz mit Zellengrösse von 15 m x 15 m extrahiert wird, keine bessere Auflösung hat als diejenige mit einem dCDP von 15 m in Figur 4. Nur 2D-Sektionen, die entlang der X-Achse abgeleitet werden und mit einer Empfängerlinie zusammenfallen, haben diese höchste, aber immer noch nicht akzeptable Bildauflösung wie das Profil in Figur 4.

Eine Verbesserung des Auflösungsvermögens, z. B. durch Verkleinerung der CDP-Zelle auf 7,5 m x 7,5 m (d. h. auf einen Viertel der 15 m x 15 m Zelle), würde bedeuten, dass die Messgrössen unter b) bis e) oben auf die Hälfte verkürzt werden müssten. Die Erhöhung der Datendichte durch Verdoppelung der Anzahl der Empfänger- und Anregungslinien und durch die Vervierfachung sowohl der Anzahl der Empfängerstationen als auch der Anregungspositionen führt leider jedoch nicht zu einer besseren Auflösung als die bereits verschlechterte Auflösung wie in Figur 3.

Die Folgen einer solchermassen angestrebten Halbierung der Seitenlängen von 15 auf 7.5 m der CDP-Zelle bedeuten eine sechzehnmal (!) grössere zu erfassende Datenmenge, also mindestens zwölf- bis fünfzehnmal höhere Kosten!

Eine Verkleinerung des Empfängerabstandes dR auf 2.5 m und der Abstände der Empfänger- und Anregungslinien auf 10 m zur Erzielung einer vergleichbaren Auflösung wie bei der 2D-Seismik in Figur 2 ist mit Kosten verbunden, die jede Budgetobergrenze sprengen. Die zu erfassende Datenmenge wäre 256-mal grösser (16 x 16 = 256).

Zwischenfazit

- 3D Seismik mit Messgrössen, wie sie in der Erdölindustrie betrieben wird, ist aus Qualitätsüberlegungen wegen ihres schlechten Auflösungsvermögens für den Tiefenbereich bis 2'000 m ungeeignet.
- Eine Anpassung der Messgrössen für den Tiefenbereich bis 2'000 m unter OK Terrain, durch z.B. eine Halbierung der Kantenlänge der CDP-Zellen, führt zu einer prohibitiven Kostenerhöhung für die Datenerfassung um einen Faktor von 12 bis 15.
- Eine 3D-Messkampagne für den Tiefenbereich bis 1'000 m mit dem Anspruch eines Auflösungsvermögens wie in Figur 2 dargestellt, ist — aufgrund der hohen Kosten für die erforderliche Erfassung einer 256 mal grösseren Datenmenge als für eine Standardkampagne — auf nicht absehbare Zeit als eine Utopie einzustufen.

4 Weitere Ursachen der Beeinträchtigung des Auflösungsvermögens

Zusätzlich zur nicht optimierten Wahl der Abstände der Geophonstationen gemäss den vorherigen Ausführungen haben auch unsachgemäss durchgeführte EDV-Verfahren negative Auswirkungen auf die Datenqualität und die Detailgenauigkeit seismischer Abbildungen.

Gängige EDV-Techniken zur Erhöhung der Kontinuität der Reflexionseinsätze sind die Methoden der reststatischen Korrekturen (*residual static corrections*), das CRS-Verfahren (*Common Reflection Surface*) sowie die weiter unten erwähnten Mehrspurfiltermethoden.

Ihre Anwendung bei breitbandigeren Reflexionsseinsätzen im Tiefenbereich oberhalb von 1000 m Tiefe ist eine Gratwanderung zwischen fachlich vertretbarer Fokussierung auf Abbildungsqualität und reiner Kosmetik. Es besteht dabei die Gefahr durch eine unsachgemässe EDV-Parameterwahl natürliche, strukturelle Diskontinuitäten zu verwischen und oft vollständig zu unterdrücken.

Diesen Optimisierungs-, Regularisations- und Amplitudenausgleichsverfahren ist gemeinsam, dass ihre Wirksamkeit regulierbar und die Abgrenzung ihrer Anwendbarkeit zu rein kosmetischen Zwecken fliessend ist.

Beim CRS-Verfahren definiert der Processing-Geophysiker den Umkreis um den Spiegelpunkt des zentralen Wellenstrahls einer senkrecht auf einer geologischen Struktur auftreffenden seismischen Wellenfront. Innerhalb eines vom ihm subjektiv festgelegten Umkreises sammelt und summiert das CRS-Verfahren alle Reflexionsantworten, d.h. Wellenstrahlen mit derselben Echozeit wie der zentrale Wellenstrahl. Das Verfahren hat rein kosmetischen Charakter, d.h. etwas was bereits da ist, wird akzentuiert und klarer dargestellt. Aus diesem Grund ist das CRS-Verfahren darauf angewiesen, dass ein Minimum an Reflektivität bereits vorhanden ist, damit es überhaupt von Nutzen sein kann.

Reststatische Korrekturen (*residual static corrections*) sind nur dann erforderlich, wenn für die reflexionsseismische EDV bei konventioneller Erdölseismik die seismischen Geschwindigkeiten nicht refraktionstomographisch, d.h. hybridseismisch abgeleitet und angewendet werden.

Hinweise auf missbräuchlich übertriebene Anwendungen solcher *signal enhancement techniques* sind allerdings oft nur für das geübte Auge zu erkennen. Als solche sind diese rein kosmetischer Natur und als vom *processing geophysicist* bevorzugte Reflexionshorizonte einzustufen, da sie unnatürlich markant geglättet und lückenlos abgebildet werden.

Die Abbildung des in Figur 6 dargestellten seismischen Profils zeigt ein Reflexionsband, das übertrieben stark solchen kosmetischen Manipulationen unterzogen worden ist. Die gute Kontinuität und Signalstärke sind vorgetäuscht. Diese «Verbesserung» der Reflexionseinsätze wird dadurch erreicht, dass ober- und unterhalb des Reflexionsbandes Signalamplituden massiv abgeschwächt und solche innerhalb diesem entsprechend aufgeblasen und lateral verschmiert werden.

Die roten Pfeile weisen auf dadurch entstandene Reflektivitäts-Ausdünnungsbänder hin, die durch die selektive Amplitudenunterdrückung von Signalanteilen ober- und unterhalb des aufgeblasenen Reflexionsbandes entstehen.

Ein folgenschweres Beispiel einer unangepassten EDV-Parameterwahl ist in Figur 7 dargestellt (Frei, W. et al. 2015). Die Vibroseisdaten zur Detektion von fossilen Flussbett-Eintiefungen mit vermuteten Uranerz-

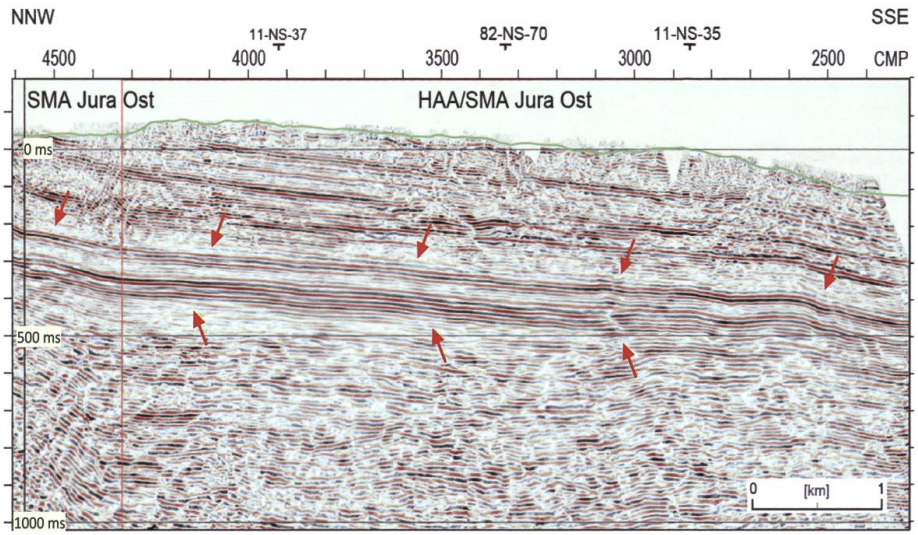

Fig. 6: Seismisches Laufzeitprofil aus Nagra 2014 (NAGRA NTB 14-02 Seite 31): Herleitung und Anwendung von reststatischen Korrekturen mit übertrieben starkem Anheben der Signalamplituden und ihrer lateralen Kontinuität innerhalb eines bevorzugten Reflexionsbandes.

ablagerungen bis in 300 m Tiefe wurden einer konventionellen EDV-Strategie mit besonderem Augenmerk auf die Herleitung der feld- und restatischen Korrekturen sowie einer pre-stack-Migration unterzogen. Dabei wurde anscheinend mehr Gewicht auf eine möglichst hohe Kontinuität der Reflektoren und ein ansprechendes EDV-Resultat gelegt (oberes Bild). Diese beiden Verfahren, eigentlich EDV-Verfahren zur Erhöhung der

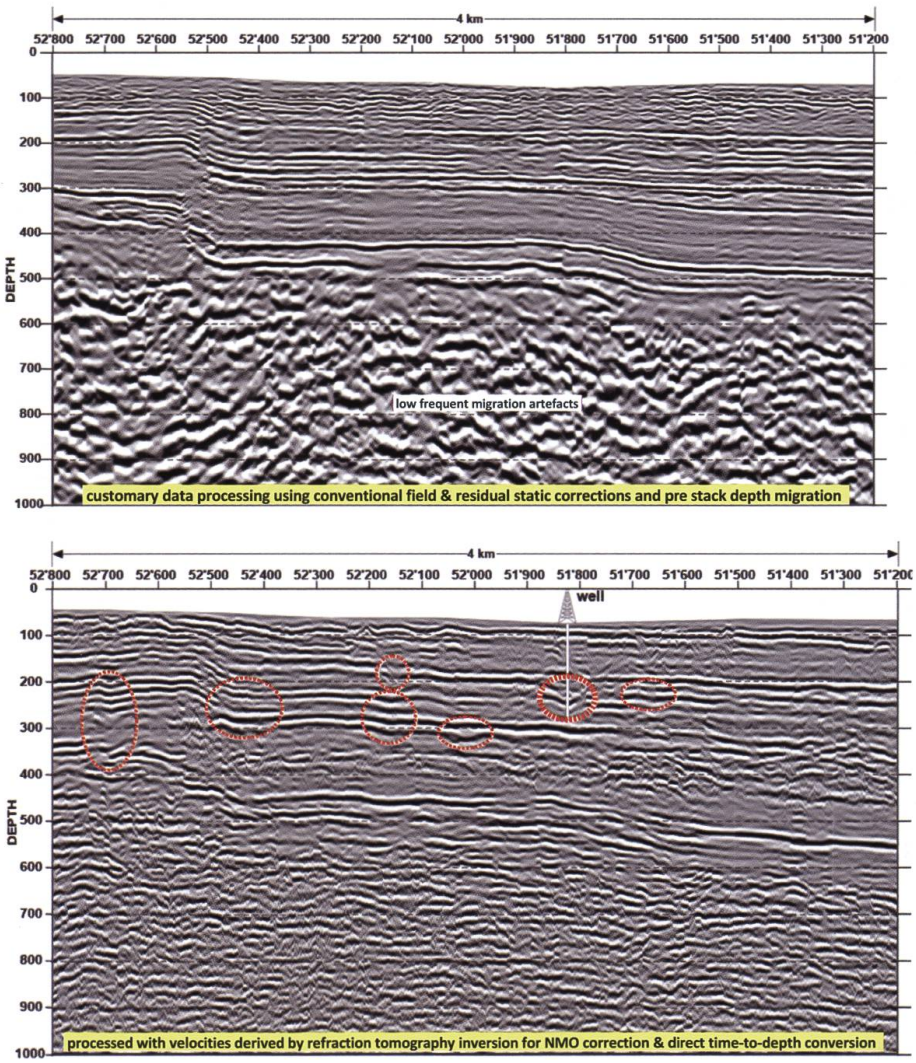

Fig. 7: Oberes Bild: Zu stark glättende Wahl der Operatoren für die reststatischen Korrekturen und der Migration führen zu einer Auslöschung kleinerer Ablagerungsstrukturen. Diese werden im unteren Bild durch eine authentisch hybridseismische EDV sichtbar gemacht (rot-weiss umrandet).

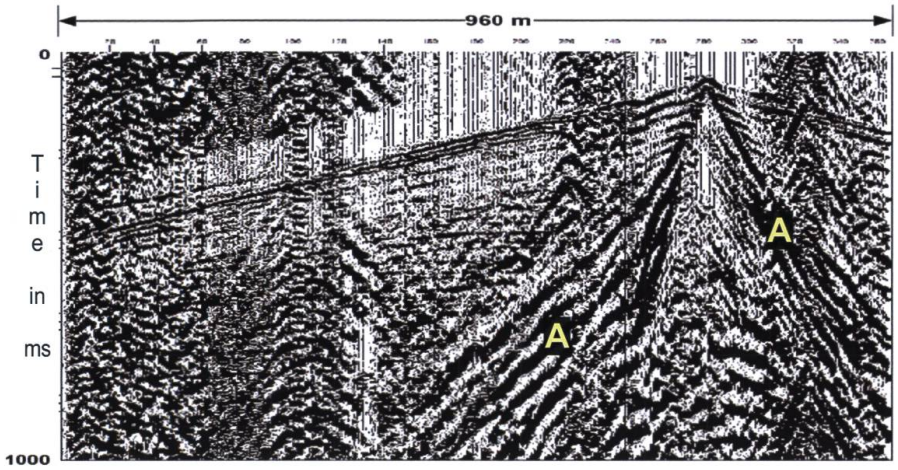

Fig. 8: Bei den mit A bezeichneten steil einfallenden Störsignalen handelt es sich um unvermeidbare vom Messtrupp selber verursachte Oberflächenwellen, deren Unterdrückung bei der EDV eine besondere Herausforderung ist.

Detailgenauigkeit haben hier das Gegenteil bewirkt, nämlich dass das Messziel, die Lokalisierung möglicher Uranerzlagerstätten, nicht erreicht wurde.
Das untere Bild, dem Ergebnis eines hybridseismischen Reprocessings, zeigt mehrere kleinere Strukturen, wie auch eine rund 30 m tiefe Mulde, deren Existenz durch die eingezeichnete Bohrung bei der Position 51'800 nachgewiesen ist. Mittels Refraktionstomographie sind das seismische Geschwindigkeitsfeld und die verwitterungsstatischen Korrekturen präziser bestimmbar. Dadurch ergibt sich ein generell detaillierteres Bild der Strukturen im Tiefenbereich bis 500 m.

Äussere Störeinflüsse während der Datenfassung im Feld sind die allgemeine Bodenunruhe durch Verkehr und Industrie (*random noise*) sowie gewisse Gesetzmässigkeiten aufweisende Störsignale (*organized noise*), v.a. die durch den Messtrupp selber erzeugten stark störenden Oberflächenwellen und die 50 Hz und 16 2/3 Hz Stromnetzinterferenzen.

Zur erweiterten Kategorie der *signal enhancement techniques*, mit denen eine Verbesserung der Detailgenauigkeit der EDV-Ergebnisse erreicht werden soll, zählen neben den bereits erwähnten reststatischen Korrekturen und dem CRS-Verfahren verschiedene Mehrspurfiltermethoden (*multitrace filtering techniques*: f-k -, τ-p -, *radial trace domain filtering* und f-x *deconvolution*) sowie alle Migrationsverfahren. Letztere, insbesondere in Kombination mit den übrigen erwähnten Verfahren setzen beim EDV-Geophysiker ein gewisses Fingerspitzengefühl bei der Wahl der Dosierungsparameter sowie ein engagiertes Bewusstsein zur Erreichung des Messziels voraus.

Die in Figur 8 abgebildete mit Fallgewichtsanregung erzeugte Einzelaufzeichung der im Jahre 2012 bei Schlattingen durchgeführten Erkundung zeigt die von Verkehr und Industrie wie auch die vom Messtrupp selber verursachten verschiedenen Störeinflüsse auf die Datenqualität.

Figur 9 zeigt das mit konventioneller EDV erstellte Laufzeitprofil des Datensatzes mit der in Figur 8 dargestellten Einzelaufzeichnung. Eine übertrieben starke Mehrspurfilterung zur Unterdrückung der Störeinflüsse und eine unglückliche Parameterwahl für die statischen Restkorrekturen wirken sich kontraproduktiv auf das laterale Auflösungsvermögen aus. Die nachfolgende Migration, auch eine Mehrspuroperation mit Nebenwirkungen, verschlimmert die Situation zusätzlich.

Für die EDV des Tiefenprofils in Figur 10 wurden 2D-Filterungsmethoden zurückhaltend eingesetzt und gemäss dem hybridseismischen Verfahren die statischen Korrekturen gleichzeitig mit der NMO-Korrektur angewendet.

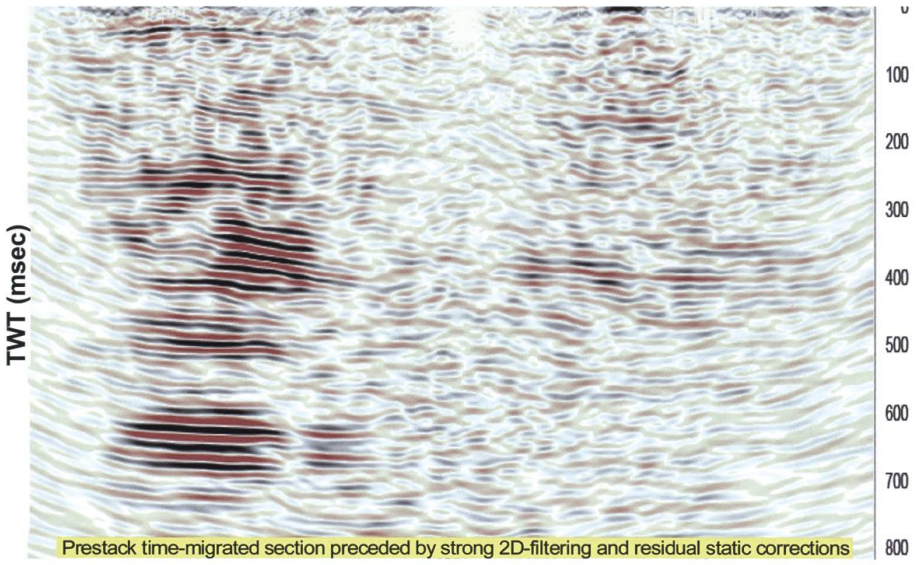

Fig. 9: Mit konventionellem Processing erstelltes seismisches Laufzeitprofil. Die ungeeignete Parameterwahl der EDV-Verfahren zur Unterdrückung der Störeinflüsse führt zu einem nicht interpretierbaren Resultat.

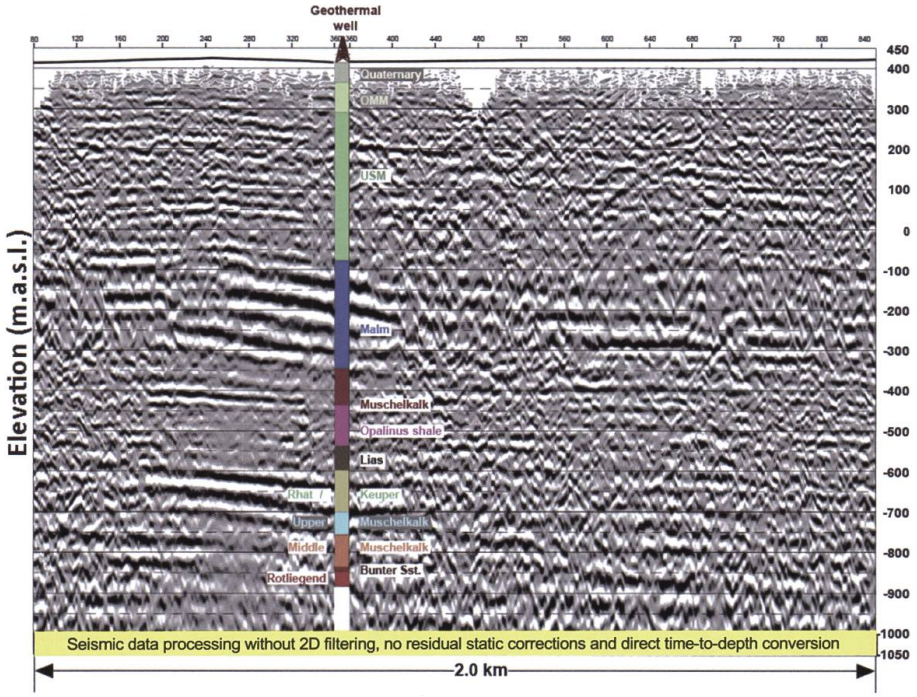

Fig. 10: Seismisches Tiefenprofil einer hybridseismischen EDV gemäss dem Prinzip «weniger ist mehr» durch einen weitgehenden Verzicht auf Mehrspuroperationen zum Vergleich mit dem Ergebnis des konventionellen Processings in Figur 9.

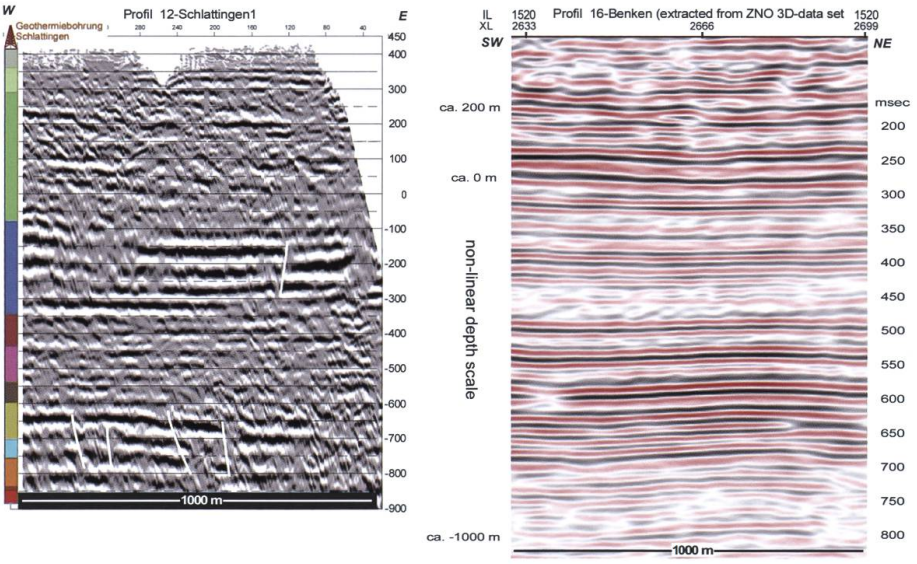

Fig. 11: Linkes Bild: Östliche Hälfte des Fallgewichtsprofils bei Schlattingen (2012) in Figur 2 mit hybridseismischer EDV. Rechtes Bild: Ausschnitt eines einem 3D-Standard-Datensatz entnommenen 2D-Laufzeitprofils nord-östlich bei Benken ZH aus (NAB18-36, Seite 10 / Nagra 2018).

Aufgrund der subhorizontalen Ablagerungsstrukturen wurde auf eine Tiefenmigration verzichtet und eine direkte Laufzeit-Tiefenwandlung vorgenommen, bei der keine Nebenwirkungen in Form von Artefakten oder die Verschmierung kleinerer natürlicher Störungen und struktureller Diskontinuitäten auftreten.

5 Beurteilung des Auflösungsvermögens von von erschwinglicher 3D-Seismik für die Erkundung des mitteltiefen Bereichs bis 2000 m.

Wie in Kapitel 3 aufgezeigt, sind die Kosten für eine 3D-Seismik mit Messgrössen für eine noch immer suboptimale Abbildungsgenauigkeit wie in Figur 3 für den Tiefenbereich der obersten 1000 m rund zwölf- bis fünfzehnmal höher als diejenigen mit Messgrössen für Erkundungstiefen bis in > 4000 m, wie sie in der Erdölindustrie üblich sind.

Figur 11 zeigt den Vergleich des Auflösungsvermögens eines aus einem 3D-Standard-Datensatz extrahierten 2D-Profils mit dem Profil einer 2D-Messung. Die beiden Profile liegen in geologisch gleichem Gebiet, rund 8 km auseinander.

Auffallend sind in Figur 11 bei dem aus dem 3D-Datensatz entnommenen 2D-Ausschnitt (rechtes Bild) das herabgesetzte laterale Auflösungsvermögen sowie das Fehlen der Signatur kleinerer natürlicher stukturelle Inmogenitäten. Die Ursache ist einerseits bei der Wahl der Datenerfassungsparameter und andererseits bei den beim 3D-Processing zahlreich angewendeten Mehrspurfilteroperationen und Regularisierungsmassnahmen zu suchen. In ihrer Gesamtheit führen diese dazu, dass Reflexionseinsätze sowohl in ihrer Amplitudencharakteristik wie auch in ihrer Kontinuität unnatürlich und kosmetisch überzeichnet sind. Die Folge ist ein Verlust an Detailgenauigkeit.

Der Informationsgehalt der seismischen Daten bis in 1'000 m Tiefe der mit grossem finanziellem Aufwand durchgeführten 3D-Messkampagnen ist wegen der methodisch eingeschränkten Detailgenauigkeit durch Verschmierungen stark herabgesetzt. Das Auflösungsvermögen ist vergleichbar und eher schlechter als dasjenige in Figur 4 des Kapitels 2.

Schlussfolgerung und Empfehlung

- Entgegen einer weit verbreiteten Erwartungshaltung bringt eine 3D-Seismik unter Anwendung üblicher Erdöl-Standard-Messgrössen im Tiefenbereich bis 2'000 m unter OK Terrain keine Verbesserung der Detailgenauigkeit in Bezug auf kleine strukturelle Diskontinuitäten wie Störungen und Karstauflockerungszonen. Im Gegenteil, solche Strukturen werden aufgrund ungeeigneter Datenerfassungsparameter und der dem Tiefenbereich nicht angepassten EDV nicht abgebildet.
- Für die Kartierung von Untergrundstrukturen bei hydrothermalen, mitteltiefen Zielhorizonten von weniger als 2'000 m unter OK Terrain empfehlen wir die Durchführung einer 2D-Seismikkampagne mit einem Raster aus zeitlich gestaffelten, hochauflösenden Seismiklinien, sowie Verwendung eines dem Zieltiefenbreich angepassten Geophonabstandes (siehe Beispiel einer solchen 2D-Linie in Fig. 2). Der Vorteil einer derart zeitlich gestaffelten Messkampagne liegt darin, dass die Wahl des Verlaufs jedes seismischen Profils aufgrund eines aktualisierten Kenntnisstandes getroffen werden kann und nicht zuletzt in den wesentlich tieferen Kosten, einem Bruchteil derjenigen, im Vergleich zur 3D-Seismik.

Literatur und Referenzen

Etris, L.E., Crabtree, N.J. & Dewar, J. 2002: True Depth Conversion: More than a Pretty Picture; RECORDER Vol. 26, No. 09; November 2002; Offiicial publication of the Canadian Society of Exploration Geophysicists.

Frei, W., Martin, D. & Baumann, M. 2020: Hochauflösende seismische Vorerkundung - eine wirksame Massnahme zur Minderung des finanziellen Risikos bei Geothermieprojekten; (High resolution seismic pre-exploration – an effective financial risk mitigation measure with geothermal projects); Swiss Bulletin of Applied Geology Vol. 1+2 / 2020.

Frei, W. 2019: Hybrid seismic surveying for detailed characterization of the shallow and intermediate depth subsurface; Extended Abstract of a poster presented at the Modern2020 2nd International Conference about Monitoring in Geological Disposal of Radioactive Waste; 9. – 11. April 2019 – Paris

Frei, W., Bauer, R., Corboz, Ph. & Martin, D. 2015: Pitfalls in processing near-surface reflection seismic data: Beware of static corrections and migration; The Leading Edge; November 2015; v. 34 no. 11, p. 1382 – 1385; doi: 1190; Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, USA

Frei, W. 2012. Methodology and Case History of Hybrid Seismic Surveying in Combination with Multichannel Analysis of Surface Waves (MASW): A Useful Tool for the Detection of Rock and Soil Instability Zones; Paper presented at the 4th International Conference on Geotechnical and Geophysical Site Characterization (ISC'4) at Porto de Galinhas, Brazil, 18-21 Sept. 2012.

Frei, W. & Keller, L. 2000: Hybride Seismik - eine verbesserte Methode zur Verwertung des Aussagepotentials seismischer Daten (Hybrid seismic surveying - an improved method for exploiting the informative potential of seismic data); Bull. angew. Geol. Vol. 5, Nr. 2, p. 229 - 236; December 2000.

Frei, W.; 1995: Refined field static corrections in near surface reflection seismic profiling across rugged terraln; The Leading Edge, April 995, Vol. 14, No. 4, pp. 259-262; Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, USA.

Frei, W. 1992: Zur Detailgenauigkeit reflexionsseismischer Messresultate bei ingenieurgeologischen Anwendungen; Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., Vol. 59, Nr. 134, S. 37-45; June 1992.

Hill, S.J. & Rüger, A. 2019: Illustrated Seismic Processing, Volume 1: Imaging; 320 p; 2019. SEG Course Notes Series No. 15; ISBN 987-1-56080-361-4 (Volume); ISBN 0-931830-48-6 (Series).

Hill, S.J., Rüger, A.; 2020: Illustrated Seismic Processing, Volume 2: Preimaging; 316 p; 2020. SEG Course Notes Series No. 16; ISBN 978-1-56080-368-3 (Volume); ISBN 0-931830-48-6 (Series).

Mendes, M., Mari, J.-L., & Jayet, M. 2014: Imaging Geological Structures Up to the Acquisition Surface Using a Hybrid Refraction-Reflection Seismic Method. Oil & Gas Science and Technology — Rev. IFP Énergies nouvelles, Vol. 69 (2014), No. 2, pp. 351-361.