

UDC 54.027:546.22:549.76:551.44
DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.108.08>

Tofik AHMADOV, DSc (Geol. & Mineral.), Prof.
ORCID ID: 0000-0003-0634-5600
e-mail: akhmedov.tofik@bk.ru

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

Amikishi ASADLI, Doctoral Student
ORCID ID: 0009-0003-0711-8028
e-mail: amikishiasadli@gmail.com

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

IMPROVING THE VISUALIZATION OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE HOVSAN AREA, AZERBAIJAN USING VSP

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижвою)

Background. Increasing the resolution (both vertical and horizontal) of land and borehole seismic exploration is an urgent task facing geophysicists. There are various ways to increase the resolution of seismic studies, among which inelastic absorption takes a special place. This method has not been widely used compared to other methods (for example, distribution of the total charge of explosives over smaller ones, i.e., grouping of sources, inverse filtering - deconvolution, etc.) due to the limited amount of information about inelastic absorption and the difficulty of determining it or the quality factor of the environment. Important information for determining the quality factor of the medium and inelastic absorption is provided by borehole seismic exploration, in particular, VSP (vertical seismic profiling). The recent VSP at well N 1856 of the Govsan area made it possible to determine the inelastic absorption of the medium from well observations and thereby restore the weakened higher frequency components of the seismic wave field, which made it possible to quite significantly change the observed wave pattern on time sections, enriching it with high frequency components and thereby increasing the resolution of surface as well as borehole seismic data. This research aims to improve the vertical resolution of land and borehole seismic exploration using vertical seismic profiling data on inelastic absorption of the geological medium.

Methods. Based on the VSP data, the effective quality factor Q parameter was determined. For this purpose, the entire recorded VSP interval was divided into 4 parts.

Results. The entire recorded VSP interval was divided into four parts: the full interval (~324–4500 m measured depth) for determining the effective quality factor Q , and three sub-intervals – upper (~324–1887 m), middle (~1803–3799 m), and lower (~3814–4500 m) – for calculating interval values of the quality factor. After determining Q for each interval, the average effective quality factor $Q=145$ was obtained and applied to restore attenuated frequencies on seismic time sections and the vertical component Z of the VSP profile. A comparison of the original and processed seismic time sections after $Q=145$ filtering shows significant improvements in resolution. The restoration of high-frequency components in seismic records has notably enhanced the clarity of both surface seismic and VSP time sections. The results confirm that applying VSP-derived quality factor parameters can be highly effective in land seismic data processing.

Conclusions. The application of Q -filtering with an effective quality factor of $Q=145$ has significantly improved the resolution of both surface seismic and VSP time sections. The results demonstrate the effectiveness of utilizing certain VSP parameters in land seismic processing. Additionally, restoring attenuated high-frequency components enhances data clarity and interpretability. The use of the quality factor can be integrated at different processing stages, with its optimal application determined experimentally to achieve the best results.

Keywords: Vertical Seismic Profiling (VSP), inelastic absorption, quality factor, surface and borehole seismic exploration, time intervals, seismic time sections.

Background

The paper is devoted to the studies which covered the Hovsan field in the Absheron oil and gas region of Azerbaijan, as this field is featured by rather complicated seismic and geological conditions, as well as complex reservoir properties, and in recent years it has been one of the intensively developed onshore fields in Azerbaijan. Despite the fact that this field was discovered in 1948 and production here started since 1950, its reserves have not yet been exhausted, especially in the underlying layers of Productive Series. It is known that as study depth increases, the resolution of seismic survey deteriorates and the problem of its improvement becomes urgent (Alizade et al., 1966; Akhmedov et al, 2012).

The Hovsan field is located on a coastal plain covered by ancient Caspian sediments in the southern part of the Absheron Peninsula of Azerbaijan (Fig. 1).

Method

The geological setting of this field has been repeatedly studied by use of various geological and geophysical methods. Over the years, geological survey, exploration drilling and deep drilling, gravity and seismic surveys were carried out in the area. The last 2D CDP seismic surveys were carried out here in 2004. Studies by VSP were held here in 2010, and in 2011–2012 this area was covered by 3D seismic survey (Akhmedov et al, 2012). Located in the

northwestern and western parts of the area, the Surakhany field has been under production since 1904, the Karachukhur field since 1928, and the Zykha field since 1935. Later, in 1948, an oil field was discovered in the Qala suite in Hovsan area.

According to seismic data acquired from the lower part of Productive Series, including Qala suite, the Hovsan area is located in the southwestern side of Hovsan syncline and is characterized by a monoclinial occurrence of layers (Fig. 2).

Hovsan oil field belongs to the distant eastern subsidence of the Karachukhur-Zykha uplift. Here, the rocks of Qala suite buried with a sharp angular unconformity on the eroded surface of the Pontian, wedge out upward along the uplift or adjoin the fault planes. Apparently, the presence of an ancient (Miocene age) small protrusion in the areas of Qala suite presence caused a decrease in the thickness of these deposits.

It is assumed that the accumulation of oil in the anticlinal trap is associated with facies replacement. By deep drilling the ancient Caspian deposits, Absheron, Akchagyl, Productive Series and partially the Pontian were recovered and studied. Pontian deposits with a thickness of 10–36 m were recovered in wells No. 1308, 1810, etc. Here these deposits are represented mainly by clays. Available deep drilling and seismic data do not allow to design the correct geological model of oil traps for Qala suite in Hovsan area

© Tofik Ahmadov, Asadli Amikishi, 2025

(Akhmedov et al., 2012). Oil accumulations can presumably be associated with lithofacies changes and low-amplitude faults. For the last years the attention of geoscientists has also been focused on Miocene deposits, represented in the clay facies with sandy interlayers and located in overpressure zone. The diagram of ZykH-Hovsan area coverage by deep drilling is shown in Fig. 3.

The lithological and stratigraphic characteristics of geological section in ZykH-Hovsan area were studied by the data of deep drilling. In this area mainly Neogene deposits

of the ancient Caspian Sea, rocks of the Absheron and Akchagyl stages, Productive Series and partially Pontian are developed. Miocene rocks are underlying the Pontian.

According to the "International Tectonic Map of the Caspian Sea and its Framing" edited by V. E. Khain et al., the study area is located within two large structural elements: the Kur (northern part) and the South Caspian (southern part) depressions. In the south of the area, the South Caspian depression is complicated by the Absheron-Gobustan trough (Alizade et al., 1966).

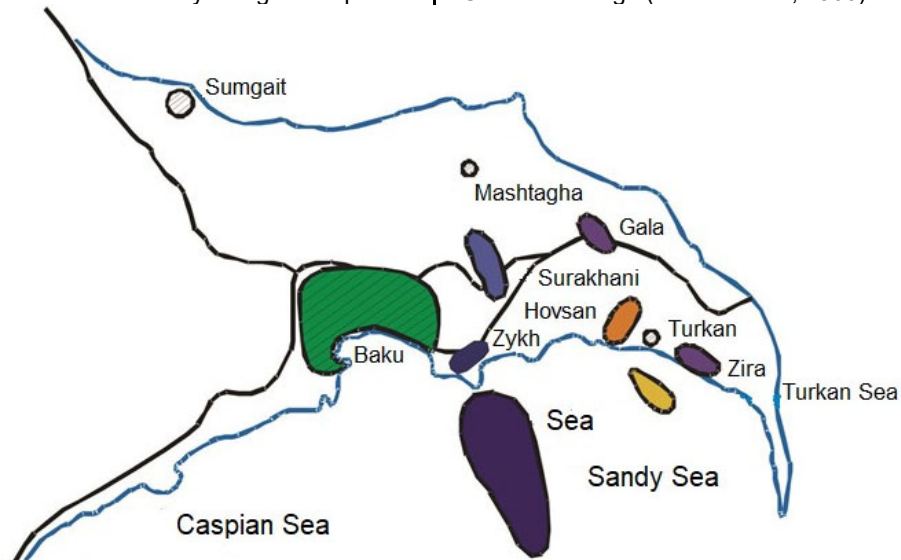


Fig. 1. Layout of the Hovsan structure on Absheron Peninsula

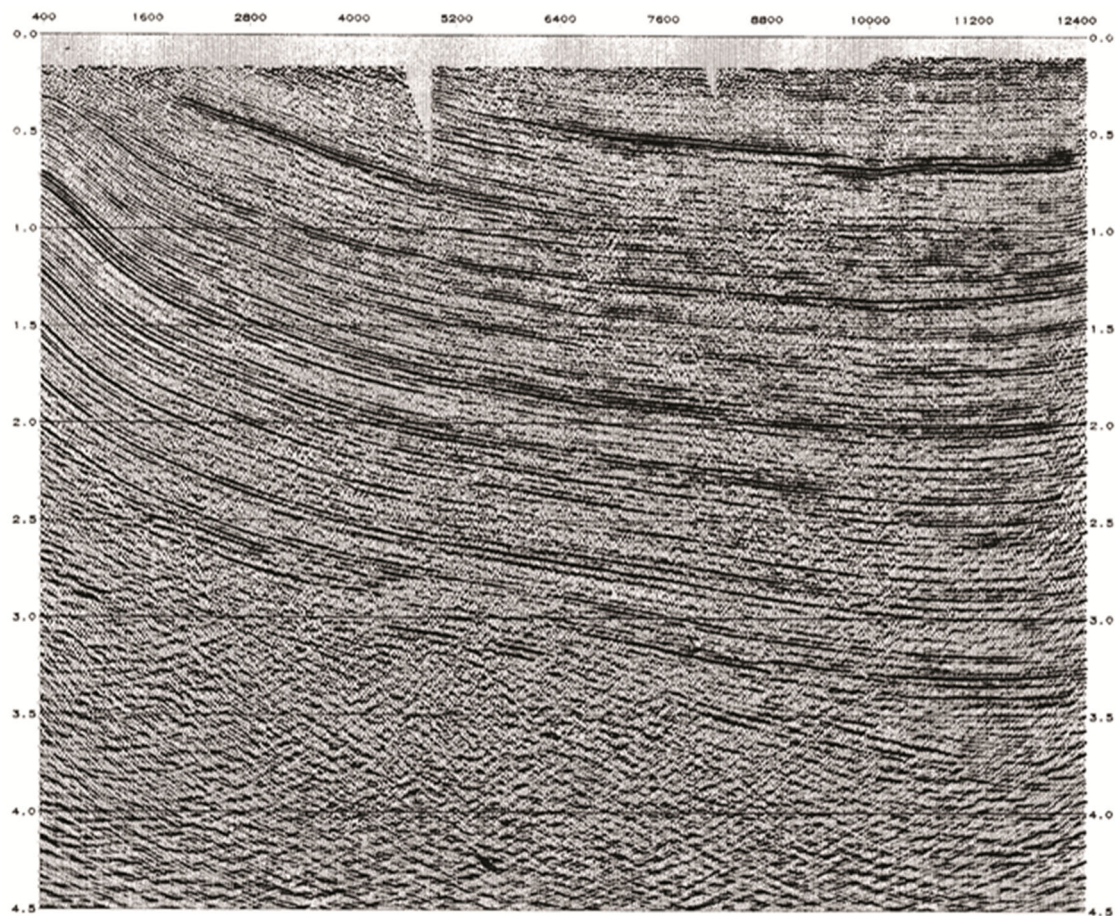


Fig. 2. CDP time section (2D seismic survey of Hovsan area)

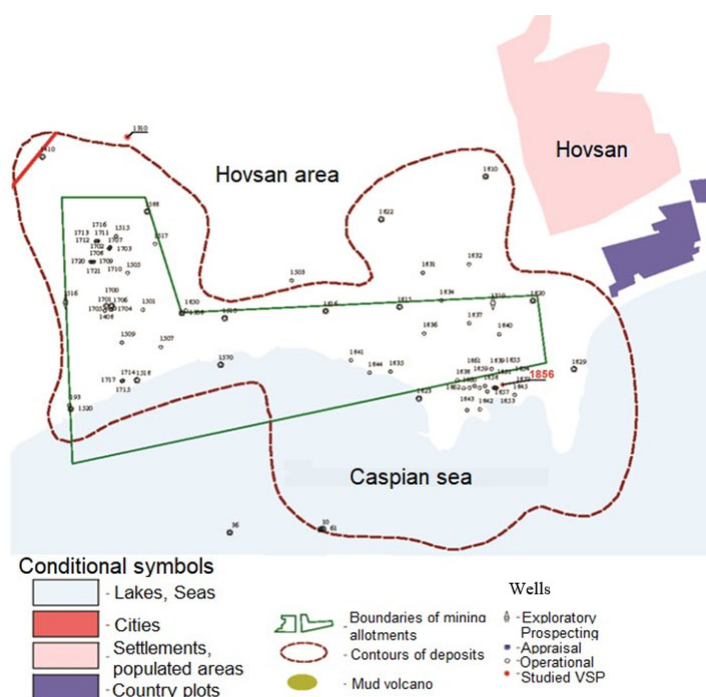


Fig. 3. Scheme of exploration of Hovsan area by deep drilling

Hovsan area constitutes the part of East Absheron synclinorium and embraces Zykhi portion of Garachukhur-Zykhi anticline, Hovsan area and partially, the Bina-Hovsan syncline.

Garachukhur-Zykhi anticline is the extreme, southern, rise on land of the Sarygayabashi-Shah-Deniz anticline zone, to which the largest oil and gas fields of Azerbaijan are attributed.

Results

Determination of inelastic absorption makes it possible to use Q-filtering in order to restore the absorbed high-frequency components of the seismic record and increase the visual resolution of both surface seismic data and VSP (Boganik, & Gurvich, 2006; Galperin, 1982; Galperin, 1994; Andersen, Bartling, & Nelson Jr., 2014; Lensky et al., 2014; Lensky et al., 2020). In the best way, the quality factor is determined from the VSP vertical profile data and then used in the processing of land seismic survey data (Tabakov et al., 2006; Shekhtman, & Bayuk, 2015; Sherif, & Geldart, 1987; Bourbié, 2006; Shneerson, & Zhukov, 2013/2014; Bakulin, 2003). The determination of the quality factor is based on the analysis of measured amplitudes of incident P-wave at different levels, between which the quality factor parameter is determined. Fig. 4 demonstrates changes of amplitudes of seismic longitudinal waves with depth (or with time) and depth intervals, for which the quality factor is evaluated. It should be noted that the ratio of recorded (observed) amplitudes is a complex function of large number of conditions, ranging from field, or more precisely downhole, to the type of equipment and applied processing algorithms. Therefore, the numerical value of determined quality factor Q is a mathematical parameter rather than a physical one, which could be measured in "laboratory conditions". That is why the values of quality factor Q determined for the same horizons within the same field can differ significantly (Hardage et al., 2011; Maultzsch et al., 2009). However, their importance consists in the fact that by applying these mathematical parameters to compensate for inelastic absorption, the obtained results are correct and adequate from the point of view of increasing the apparent resolution of seismic sections.

The field of incident P-waves was extracted from the vertical component of the VSP longitudinal profile using a 15x1 filter. Then, the entire recorded VSP interval was divided into 4 parts: the full interval ~324–4500 m of measured depth – to determine the effective quality factor Q and 3 components (parts) of the full interval: the upper (~324–1887 m of measured depth), middle (~1803–3799 m of measured depth) and lower (3814–4500 m of measured depth) to determine the interval values of quality factor (Fig. 5). The depths of component intervals were selected based on the number of columns (one or two) to maintain identical conditions for recording of seismic amplitudes. To determine the quality factor Q , two of the most stable and commonly used inversion algorithms were used: spectral ratio and iterative-spectral methods (multiple spectral ratio). The following values of quality factor Q were obtained: ~142–155 for the entire VSP interval, ~75–85 for the middle interval and ~33–38 for the lower interval. The inversion for the upper interval was unstable and adequate results could not be achieved. The most likely reason for this is the fact of recording in a double column and the complication by pipe waves affecting the amplitudes of the first arrivals, which is critical in this case. In general, the inversion was stable. In addition, determination of the quality factor from the non-longitudinal VSP (NVSP) profile by spectral and iterative spectral methods revealed very similar values. And although, according to the theory, NVSP cannot be used to determine the quality factor, this still adds confidence in the adequacy of certain values.

An average effective quality factor $Q=145$ was used to reconstruct the attenuated frequencies in the seismic time sections and the vertical component Z of VSP profile.

The original time section of land seismic survey is shown in Fig. 6a and its change after filtering with a quality factor $Q_P=145$ in Fig. 6b. It will be interesting to trace changes in the VSP time section while taking into consideration the inelastic absorption of the medium.

Fig. 7 shows the results of applying filtering with a quality factor $Q_P=145$ to VSP data.

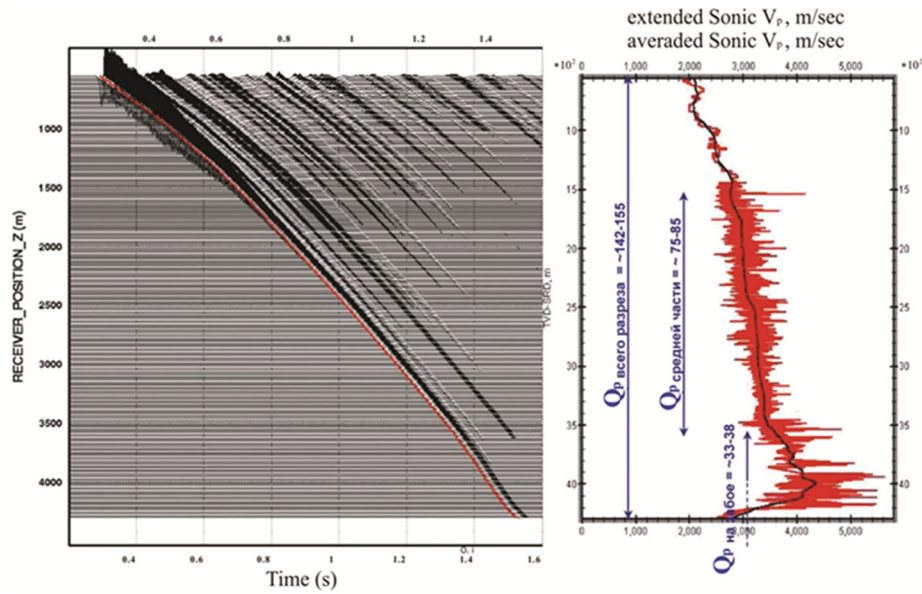
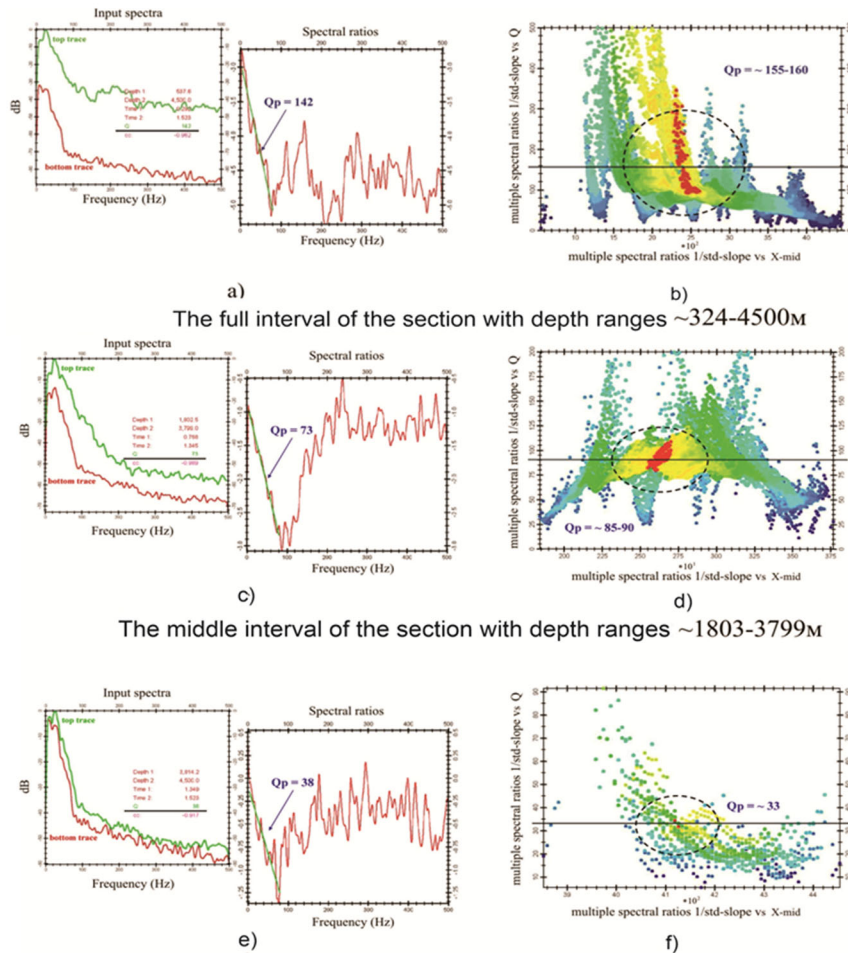


Fig. 4. Determination of the quality factor Q_p of the incident longitudinal wave according to VSP data: Q_p of the entire section varies as 142-145, Q_p of the middle part of the section = 75-85 and Q_p of the lower part of the section = 33-38



The full interval of the section with depth ranges ~324-4500m
The middle interval of the section with depth ranges ~1803-3799m
The lower interval of the section with depth ranges 3814- 4500m
Fig. 5. Determination of inelastic absorption of the medium by spectral (a, c, e) and iterative spectral (b, d, f) methods for the full (a, b), middle (c, d) and lower (e, f) section intervals

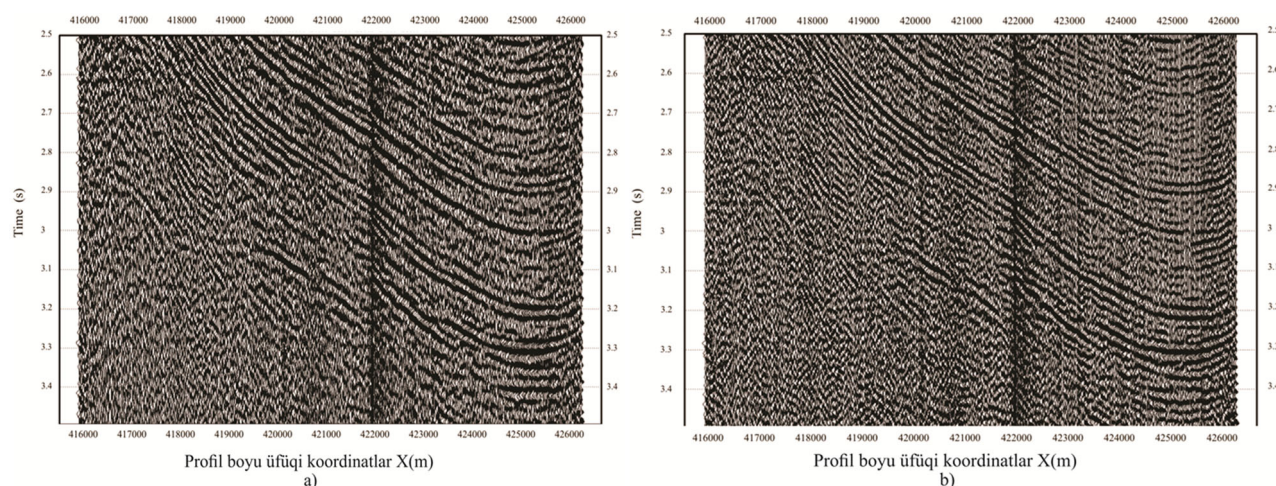


Fig. 6. Time sections of land seismic survey:
a – original, b – after applying filtering with quality factor $Q_p=145$

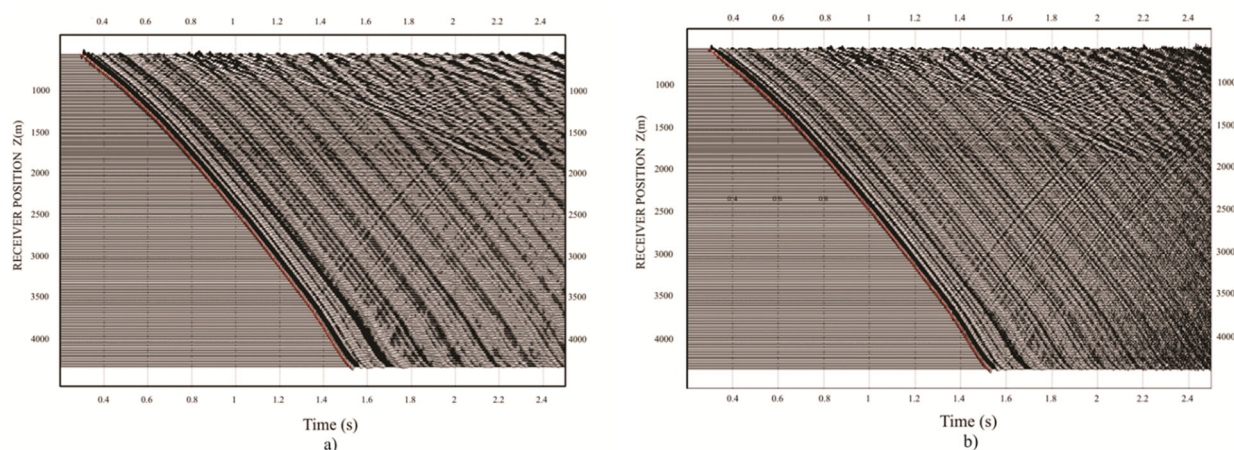


Fig. 7. VSP time sections:
a–original, b–after applying filtering with quality factor $Q_p=145$

Restoring of relatively weak components of seismic records significantly increases the resolution of VSP (Fig. 7, b).

Discussion and conclusions

The results of Q_p filtering display significant improvement of seismic survey resolution, which clearly demonstrates the effective possibilities of use of some VSP parameters in processing of surface and borehole seismic data. Also, it should be noted that the use of quality factor can be carried out at different stages, which is often determined by the experiment to achieve the best results.

It can be seen, that the inelastic absorption parameter (quality factor Q_p) was calculated for various VSP intervals. Q_p filtering using the calculated values showed a significant increase in the resolution of seismic records of both land seismic time sections and VSP data.

References

- Akhmedov, T. R. et al. (2012). Some results of ground and borehole seismic exploration of the Govsaninsky hydrocarbon deposit. *Karotazhnik. Scientific and technical bulletin*, 6(216) [in Russian]. [Ахмедов, Т. Р. и др. (2012). Некоторые результаты наземных и скважинных сейсморазведок на месторождении Говсанского углеводорода. *Каротажник. Научно-технический бюллетень*, 6(216)].
- Alizade, A. A. et al. (1966). *Geology of oil and gas fields of Azerbaijan*. Nedra [in Russian]. [Ализаде, А. А., и др. (1966). *Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана*. Недра].
- Andersen, Bartling, & Nelson Jr. (2014). Downhole seismic identifies reservoirs at the production point. *Journal of Oil and Gas*, 50–57.

- Boganik, G. N., & Gurvich, I. I. (2006). *Seismic exploration*. AIS [in Russian]. [Боганик, Г. Н., & Гурвич, И. И. (2006). *Сейсморазведка*. АИС].
- Bourbié, T. (2006). L'atténuation intrinsèque des ondes sismiques. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* [in French].
- Galperin, E. I. (1982). *Vertical seismic profiling*. Nedra [in Russian]. [Галперин, Е. И. (1982). *Вертикальное сейсмическое профилирование*. Недра].
- Galperin, E. I. (1994). *Vertical seismic profiling: experience and results*. Science [in Russian]. [Галперин, Е. И. (1994). *Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты*. Наука].
- Hardage, B. A., De Angelo, M., Murray, P. E., & Sava, D. (2011). *Multi-component seismic technology*. Society of Exploration Geophysicists.
- Lensky, V. A., Adiev, A. Ya., Irkabaev, D. R., & Sharova, T. N. (2014). Borehole seismic exploration. Goals, tasks to be solved and geological efficiency. *Seismic exploration technologies*, 2, 117–124 [in Russian]. [Ленский, В. А., Адиев, А. Я., Иркабаев, Д. Р., & Шарова, Т. Н. (2014). Сейсморазведка скважин. Цели, решаемые задачи и геологическая эффективность. *Сейсморазведочные технологии*, 2, 117–124].
- Lensky, V. A., Zhuzhel, A. S., Chanyshiev, Sh. R., & Salikhova, F. Kh. (2020). Comparison of inelastic absorption estimates from land seismic and vertical seismic profiling data, 12(348), 33–39 [in Russian]. [Ленский, В. А., Жужель, А. С., Чанышев, Ш. Р., & Салихова, Ф. Х. (2020). Сопоставление оценок неупругого поглощения по данным наземной сейсмики и вертикального сейсмического профилирования, 12(348), 33–39].
- Maultzsch, S., Nawab, R., Yuh, S. et al. (2009). An integrated multi-azimuth VSP study for fracture characterization in the vicinity of a well. *Geophysical Prospecting*, 57, 263–274.
- Shekhtman, G. A., & Bayuk, I. O. (2015). Models of real environments in vertical seismic profiling technologies. *Seismic exploration technologies*, 2, 59–68 [in Russian]. [Шехтман, Г. А., & Баюк, И. О. (2015). Модели реальных сред в технологиях вертикального сейсмического профилирования. *Сейсмические технологии*, 2, 59–68].
- Sherif, R., & Geldart, L. (1987). *Seismic exploration* (Vol. 1). Mir [in Russian]. [Шериф, Р., & Гелдарт, Л. (1987). *Сейсмическая разведка* (Т. 1). Мир].

Shneerson, M. B., & Zhukov, A. P. (2013/2014). Vertical seismic profiling (VSP) on geophysical conventions. *English Geophysics*.

Tabakov, A. A., Baranov, K. V., Rykovskaya, N. V., & Kopchikov, A. V. (2006). Methodology and some results of processing MOG and 3D VSP data. *Seismic exploration technologies*, 2, 8–13 [in Russian]. [Табаков, А. А., Баранов, К. В., Рыковская, Н. В., & Копчиков, А. В. (2006). Методология и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП. *Сейсмические технологии разведки*, 2, 8–13].

Vyzhva, S., Lisny, G., & Kruhlyk, V. (2016). Use of graphic processors for construction of the geological media seismic images. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4(75), 45–49 [in Ukrainian]. [Вижва, С., Лісний, Г., & Круглик, В. (2016). Застосування графічних

процесорів для побудови сейсмічних зображень геологічного середовища. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4, 45–49].

Vyzhva, S., Solovyov, I., Kruhlyk, V., & Lisny, G. (2018). Prediction of high porosity zones in clay rocks at the Eastern Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(80), 33–39 [in Ukrainian]. [Вижва, С., Соловйов, І., Круглик, В., & Лісний, Г. (2018). Прогнозування зон підвищеної пористості у глинистих породах Сходу України. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(80), 33–39].

Отримано редакцією журналу / Received: 27.12.24

Прорецензовано / Revised: 03.02.25

Схвалено до друку / Accepted: 12.03.25

Тюфік АХМЕДОВ, д-р наук (геологія та мінералогія), проф.

ORCID ID: 0000-0003-0634-5600

e-mail: akhmedov.tofik@bk.ru

Азербайджанський державний університет нафти і промисловості, Баку, Азербайджан

Амікіші АСАДЛІ, докторант

ORCID ID: 0009-0003-0711-8028

e-mail: amikishiasadli@gmail.com

Азербайджанський державний університет нафти і промисловості, Баку, Азербайджан

ПОЛІПШЕННЯ ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ГЕОЛОГІЧНОЇ СТРУКТУРИ РАЙОНУ ГОВСАН, АЗЕРБАЙДЖАН, ЗА ДОПОМОГОЮ VSP

Вступ. Підвищення роздільної здатності (як вертикальної, так і горизонтальної) наземної та свердловинної сейсмічної розвідки є актуальним завданням, що стоїть перед геофізиками. Існують різні методи підвищення роздільної здатності сейсмічних досліджень, серед яких особливе місце посідає врахування нееластичного поглинання. Цей метод не отримав широкого розповсюдження порівняно з іншими методами (наприклад, розподіл загального заряду вибухових речовин на менші, тобто групування джерел, зворотна фільтрація – деконволюція тощо) через обмежену кількість інформації про нееластичне поглинання та складність його визначення або оцінки фактора якості середовища. Важливу інформацію для визначення фактора якості середовища та нееластичного поглинання надає свердловинна сейсморозвідка, зокрема вертикальне сейсмічне профілювання (VSP). Нещодавнє проведення VSP у свердловині № 1856 району Говсан дало змогу визначити нееластичне поглинання середовища за результатами свердловинних спостережень і, таким чином, відновити ослаблені високочастотні компоненти сейсмічного хвильового поля. Це значно поліпшило спостережувану хвильову картину на часових розрізах, збагативши їх високочастотними компонентами та, відповідно, підвищивши роздільну здатність як наземних, так і свердловинних сейсмічних даних. Метою цього дослідження є поліпшення вертикальної роздільної здатності наземної та свердловинної сейсморозвідки за допомогою даних вертикального сейсмічного профілювання щодо нееластичного поглинання геологічного середовища.

Методи. На основі даних VSP визначено параметр ефективного фактора якості Q . Для цього весь зареєстрований інтервал VSP поділено на чотири частини.

Результати. Весь зареєстрований інтервал VSP поділено на чотири частини: повний інтервал (~324–4500 м глибини) для визначення ефективного фактора якості Q та три підінтервали – верхній (~324–1887 м), середній (~1803–3799 м) і нижній (~3814–4500 м) – для розрахунку інтервальних значень фактора якості. Після визначення Q для кожного інтервалу отримано середнє значення ефективного фактора якості $Q=145$, яке було застосовано для відновлення ослаблених частот на часових сейсмічних розрізах та вертикальної компоненти Z профілю VSP. Порівняння вихідних та оброблених часових сейсмічних розрізів після застосування Q -фільтрації з $Q=145$ демонструє суттєве поліпшення роздільної здатності. Відновлення високочастотних компонент у сейсмічних записах значно поліпшило чіткість як наземних сейсмічних, так і VSP-часових розрізів. Результати підтверджують ефективність використання параметрів фактора якості, отриманих із VSP, у процесі обробки наземних сейсмічних даних.

Висновки. Застосування Q -фільтрації з ефективним фактором якості $Q=145$ значно поліпшило роздільну здатність як наземних, так і VSP-часових розрізів. Отримані результати демонструють ефективність використання певних параметрів VSP у процесі обробки наземних сейсмічних досліджень. Крім того, відновлення ослаблених високочастотних компонент підвищує чіткість та інтегрованість даних. Використання фактора якості може бути інтегроване на різних етапах обробки, а оптимальні умови його застосування визначаються експериментально для досягнення найкращих результатів.

Ключові слова: вертикальне сейсмічне профілювання (VSP), нееластичне поглинання, фактор якості, наземна та свердловинна сейсморозвідка, часові інтервали, часові сейсмічні розрізи.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.