ISSN 2663-0419 (Online)
ISSN 2218-8754 (Print)

AZERBAIJAN NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES

ANAS TRANSACTIONS

EARTH SCIENCES

www.journalesgia.com

2022
№1

We are Crossref
Member

ELSEVIER
Scopus

Crossref
This journal is included and indexed in the *GeoRef* database

REDAKSİYA HEYƏTI

Əlizadə Ak.A. – baş redaktor (Azərbaycan), Qədirov F.Ə. – baş redaktorun müavini (Azərbaycan), Süleymanov B.Ə. – baş redaktorun müavini (Azərbaycan), Quliyev İ.S. – baş redaktorun müavini (Azərbaycan), Babayev Q.R. – baş redaktorun müavini) (Azərbaycan), Babazadə V.M. (Azərbaycan), Calalov Q.İ. (Azərbaycan), Əliyeva E.H. (Azərbaycan), Əfəndiyev Q.M. (Azərbaycan), Feyzulayev Ə.Ə. (Azərbaycan), Kəngərli T.N. (Azərbaycan), Məmmədov P.Z. (Azərbaycan), Muxtarov A.Ş. (Azərbaycan), Salmanov A.M. (Azərbaycan), Yetirmişli Q.C. (Azərbaycan).

Allen Mark (Böyük Britaniya), Aydın Ali (Türkiyə), Çelidze T. L. (Gürcüstan), Eppelbaum L.V. (İsrail), İsmail-zadə Ə.T. (Almaniya), Kalafat Doğan (Turkiyə), Kərimov V.Y. (Rusiya), Qliko A.O. (Rusiya), Lavruşin V.Y (Rusiya), Reilinger R. (ABŞ), Şnyukov Y.F. (Ukrayna), Takeşi Sagiya (Yaponiya), Talebian M. (İran), Tibaldi Alessandro (İtaliya), Vişnyakov V.M. (Böyük Britaniya), Zavyalov A.D. (Rusiya).

EDITORIAL BOARD

Alizadeh Ak.A. – Editor-in-Chief (Azerbaijan), Kadirov F.A. – Deputy Editor-in-Chief (Azerbaijan), Suleimanov B.A. – Deputy Editor-in-Chief (Azerbaijan), Guliyev I.S. – Deputy Editor-in-Chief (Azerbaijan), Babayev G.R. – Deputy Editor-in-Chief (Azerbaijan), Afandiyev G.M. (Azerbaijan), Aliyeva E.H. (Azerbaijan), Babazade V.M. (Azerbaijan), Feyzullayev A.A. (Azerbaijan), Jalalov G.I. (Azerbaijan), Kangarli T.N. (Azerbaijan), Mammadov P.Z. (Azerbaijan), Mukhtarov A.Sh. (Azerbaijan), Salmanov A.M. (Azerbaijan), Yetirmishli G.J. (Azerbaijan).

Allen Mark (United Kingdom), Aydın Ali (Türkiye), Chelidze T.L. (Georgia), Eppelbaum Lev V. (Israil), Gliko A.O. (Russia), Ismail-zadeh A.T. (Germany), Kalafat Doğan (Türkiye), Kerimov V.Y. (Russia), Lavrushin V.Y. (Russia), Reilinger R. (USA), Shnyukov Y.F. (Ukraine), Takeshi Sagiya (Japan), Talebian M. (Iran), Tibaldi Alessandro (Italy), Vishnyakov V.M. (United Kingdom), Zavyalov A.D. (Russia).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Ализаде Ак.А. – главный редактор (Азербайджан), Кадиров Ф.А. – зам.главного редактора (Азербайджан), Сулейманов Б.А. – зам.главного редактора (Азербайджан), Гулиев И.С. – зам.главного редактора (Азербайджан), Бабаев Г.Р. – зам.главного редактора (Азербайджан), Алиева Э.Г. (Азербайджан), Бабазаде В.М. (Азербайджан), Джалалов Г.И. (Азербайджан), Етирмишли Г.Дж. (Азербайджан), Кенгерли Т.Н. (Азербайджан), Мамедов П.З. (Азербайджан), Мухтаров А.Ш. (Азербайджан), Салманов А.М. (Азербайджан), Фейзуллаев А.А. (Азербайджан), Эфендиев Г.М. (Азербайджан).

Айдын Али (Турция), Аллен Марк (Великобритания), Вишняков В.М. (Великобритания), Глико А.О. (Россия), Завьялов А.Д. (Россия), Исмаил-заде А.Т. (Германия), Калафат Доган (Турция), Керимов В.Ю. (Россия), Лаврушин В.Ю. (Россия), Рейлингер Р. (США), Такеши Сагия (Япония), Талебиан М. (Иран), Тибальди Алессандро (Италия), Челидзе Т.Л. (Грузия), Шнюков Е.Ф (Украина), Эппельбаум Л.В. (Израиль).

Buraxılışına məsul: **Hafiz Abıyev**

Dizayn/Qrafika: **Kərim Nəbiyev**
Xəlil Nəbiyev

Veb-redaktor: **Tofiq Rəşidov**

Jurnal Azərbaycan MEA Geologiya və Geofizika İnstitutunda yığılmış və səhifələnmişdir

* * *

Responsible for the issue: **Hafiz Abiyev**

Design/Graphycs: **Karim Nabiyev**
Khalil Nabiyev

Web-editor: **Tofig Rashidov**

This journal has been prepead at the Geology and Geophysics Institute of Azerbaijan National Academy of Sciences

* * *

Ответственный за выпуск: **Хафиз Абиев**

Дизайн/графика: **Керим Набиев**
Халил Набиев

Веб-редактор: **Тофиг Рашидов**

Журнал набран и сверстан в Институте геологии и геофизики НАН Азербайджана

* * *

Ünvan: AZ1001, Bakı şəhəri, İstiqlaliyyət küçəsi 30, "ANAS Transactions, Earth Sciences"

Address: "ANAS Transactions, Earth Sciences" 30, Istiglaliyyat str., Baku, Azerbaijan, AZ1001

Адрес: AZ1001, г. Баку, Истиглалият, 30. Редакция "ANAS Transactions, Earth Sciences"

* * *

İcraçı redaktorlar: **A.A.İsrafilova, C.S.Qurbanova**
Executive Editors: **A.A.Israfilova, J.S.Gurbanova**
Исполнителные редакторы: **А.А.Исрафилова**
Дж.С.Курбанова

ELM NƏŞRİYYATI

Formatı: 60x84 1/8. Həcmi: 16,5 ç.v.
Tirajı: 300 nüsxə

© "Elm" nəşriyyatı, 2022

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

HYDRO-GEOPHYSICAL PARAMETERS ESTIMATION OF POROUS AQUIFER USING GEOELECTRICAL TECHNIQUE-CASE STUDY FROM BAIJI–TIKRIT SUB-BASIN, IRAQ

Abdulrazzaq Z.T.[1], Ahmed M.M.[2], Salih S.A.[2], Asfahani J.[3]

[1] *Directorate of Space and Communications, Ministry of Science and Technology, Baghdad, Iraq, 10070: zaidoon.taha@live.com*

[2]*Department of Applied Geology, College of Science, University of Tikrit, Tikrit, Iraq, 34001: dr.muhana@tu.edu.iq (M.M.A), sabbar.saleh@tu.edu.iq (S.A.S)*

[3]*Geology Department, Atomic Energy Commission, Damascus, Syria, P.O. Box 6091: jasfahani@aec.org.sy*

Keywords: *VES, manual inverse modeling, hydro-geological characters, transmissivity, Baiji–Tikrit sub-basin, Iraq*

Summary. A geoelectrical survey is carried out in Baiji–Tikrit Sub-basin, Iraq, by applying the vertical electrical sounding (VES) technique to determine the thickness, extension, and hydraulic parameters of the main aquifers. A total of 40 VESs distributed along six geoelectrical profiles were executed using liner Schlumberger configuration, with a maximum half spacing of 400 m (AB/2 = 400 m), where a penetration depth of 151 m was reached. The VESs curves are processed and interpreted manually by the auxiliary point method and automatically by IPI2win software using the manual inverse modeling to reduce the root mean square error ratio and increase the accuracy of the interpretation. The inversion results showed that the thickness of the main aquifer is about 50-128 m. The results of interpretation were used to draw a six geoelectrical sections along the survey traverses. Likewise, the results showed that the main aquifer of the area consists of sediments (sand, clay sand and clay) which belong to the Injana formation, whose conditions are apt to change in the area, from the confined type to the semi confined. Specific empirical relations have been established between the geoelectrical and hydraulic parameters. They are used to calculate the hydraulic conductivity (K) and the transmissivity (T) of the mean aquifer in the study area. The resulting K and T values are used to follow their spatial variations to delineate the suitable areas for new locations of wells.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

1. Introduction

Water is an important component in several aspects of social life. Meanwhile, the drop in surface water makes the groundwater an excellent and essential resource for offsetting natural water shortages in places where surface water is scarce (Abdulrazzaq et al., 2020a; Gaikwad et al., 2021). The groundwater is considered one of the main national treasures; it is also considered an important parameter facing the shortage of surface water. To invest the groundwater properly, to lay down a model plan for wells distribution and to control the pumping operation, a hydrogeological evaluation system and hydraulic parameters of this aquifer will be needed (Kosinski and Kelly, 1981).

In contrast, random drilling can lead to drilling unproduced or little producing wells and/or may have a weak hydraulic property. It should therefore start with a geophysical survey in such kinds of studies before drilling to detect the depth, the thickness of underground (subsurface) aquifers, their water quality, and hydraulic parameters (Youssef, 2020; Abdulrazzaq et al., 2020b). There were a lot of geophysical methods to be used in such studies, but the famous and often one is the electrical resistivity (Keller, 1967; Soomro et al., 2019; Oudeika et al., 2021). The electrical resistivity technique is very popular due to its low cost, ease of application, and getting a fast result in comparison with the other methods (Lech et al., 2020; Virupaksha and Lokesh, 2021; AL-Awsi and Abdulrazzaq, 2022). Vertical Electrical Sounding (VES) is considered an essential geoelectrical technique that is widely used in groundwater investigation and deals with many problems in the subsurface layers (Agbasi et al., 2019; de Almeida et al., 2021).

Depending on the VES measurements, pumping test of the previous studies on some existing wells in the region, the aim of this study research can be concluded as the following:

- Estimating of the thickness and extension of the water-bearing beds.
- Delineating the groundwater system and water levels.
- Localizing the promising area and the candidate area of an expansion plan to drill a borehole for groundwater investment.

2. The study area

The study area is located between Tikrit and Baiji towns, on the western side of Tigris River, between longitudes 43º 56' 22.6"- 43º 40' 12.3" and latitude 34º 35' 13.3"- 34º 54' 41.7". It is bordered by the Tigris River from the east, subsurface Tikrit anticline from the west, Wadi Shishen from the south, and fields of sand dunes from the north and northwest of the area (Fig.1). The area was semi-rectangular shape of 45 km length, and 700 km^2 of total area.

The age of the exposed rocks was ranged from the Middle Miocene to the Quaternary, Injana formation, the oldest one was exposed in the northern part of the region (Fig.2), and in Wadi Shishen (southern part). It is composed of alternation of fractured claystone, siltstone and sandstone (Hamza et al., 1990).

The Quaternary deposits were divided into two parts, firstly, the Pleistocene deposits composed of gravel (river terraces), besides the gypserious soil (Gypcrite). The size of these deposits is ranged from boulder to pebble, and they are weakly cemented, that led to be a good strata to penetrate the water to underground aquifers (Al-Ani, 1997). The deposits were divided into four facies, like clayey gravel, clayey sandy gravel, sandy gravel and sandy clayey gravel (Basi and Karim, 1990), while the gypsions soil covers a large part of the area and contains of gravel, sand, silt and clay, which were rich by secondary gypsum, classified as gypcrite facies (gypsious soil).

The Holocene deposits consist of soft detroital deposits, like flood plain of the Tigris River between Baiji and Tikrit in a zigzag belt of 3 km width, and more than 3 meters thickness sediments alternation of sand, silt and clay silt, valley deposits of gravel, sand, silt, clay and gypsum, which came from the surrounding high areas (Al-Janabi, 2008). Sand dunes deposits are also existed in NW part of Baiji, making a recent cover over sediments (Jassim and Goff, 2006). Geomorphologically the area is a plain shape in general, with small valleys directed to east and southeast towards the Tigris River. The river terraces cover 2/3 of the region with gypseous soil and gravel. The area is elevated between 160 m above sea level on the western part near Tikrit anticline and 100 m towards the Tigris River on the east. The seasonal valleys are the most observed geomorphologic features, characterized by the two systems, dendritic and parallel valleys. These valleys are concentrated to the western part, near the subsurface Tikrit anticline (Fig. 2) to form the surface discharge system, which diverted to the southeast to be ended at the Tigris River via the Wadi Shishen valley. In general, the valleys are gently sloped, filled by loose fine grains sediments.

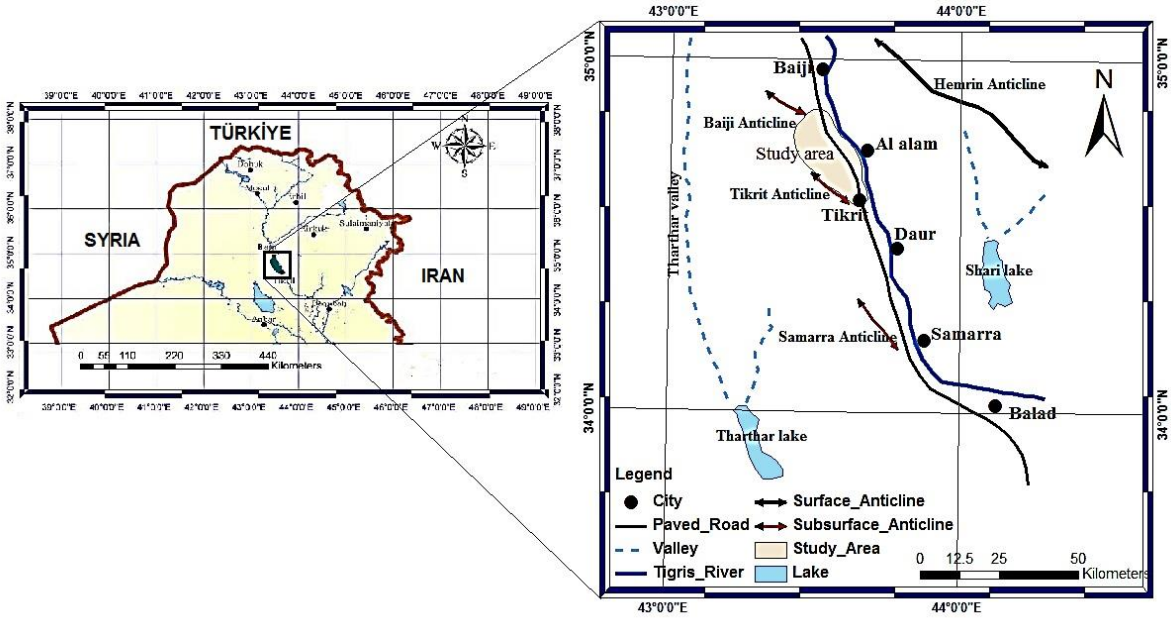


Fig. 1. Location map of the study area

The north–northwest part of the region is characterized by less dominant valleys that ended with depressions inside the study area to capture the rainwater to recharge the underground aquifers (Abdulrazzaq, 2011). While the eastern part of the study area, which runs parallel to the Tigris River, consists of a group of short valleys that started from the edge of river terraces and finished east toward the river. Other geomorphological features are existed, like the scarps, falling mass accompany in the Tigris River, and the existence of dunes and sand sheets (Al-Ani, 1997).

Tectonically the area lies within the Mesopotamian zone, Ammara–Tikrit secondary subzone (Al-Kadhimi et al., 1996), and belongs to the unstable shelf, according to (Buday and Jassim, 1984). There are no surface features that can indicate the structural phenomena, except the existence of the NW-SE Tikrit subsurface anticline, along the western side of the area. This subsurface structure affected the topography, and there is also a fault intersecting the Tikrit structure. This deep-seated fault has extended from the Jurassic till Miocene rock (Al-Kadhimi et al., 1996; Hamza et al., 1990; Al-Ani, 1997). It is believed that there are many subsurface faults in the region, which had a significant effect on the aquifer properties because, they are changing from confine to semi and unconfined types due to the hydraulic connection resulting from the fracturing of faults.

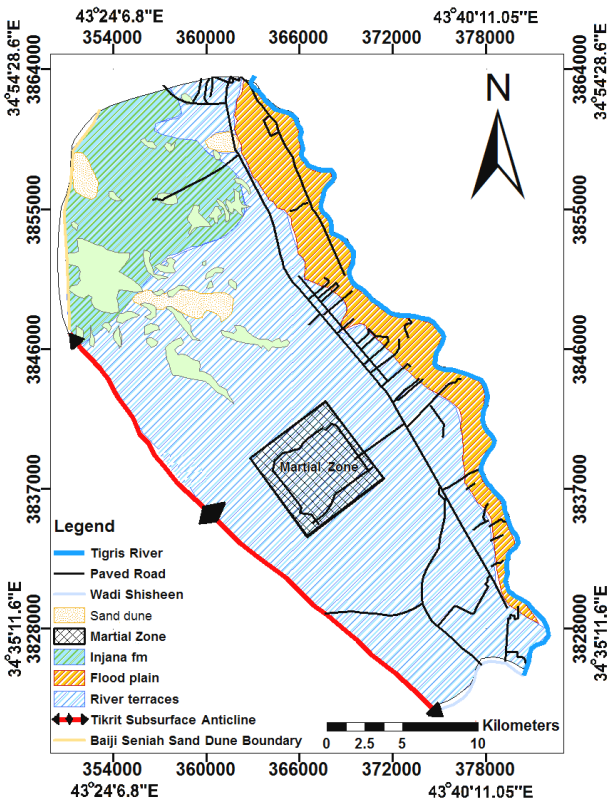


Fig. 2. Geological map of the study area

3. Materials and Methods

3.1. Data Acquisition

French Syscal R2 resistivity meter, IRIS, was used to measure forty VES points with asymmetrical Schlumberger arrangement. Those VES points are distributed along with six profiles of 6-14 km length (Fig.3). Fife of them are oriented NE-SW, perpendicular to the subsurface anticline axis existing in the area of NW-SE direction. At the same time, the sixth geoelectric profile (H'-H) was directed to be perpendicular to the other profiles (C'-C, D'-D, F'-F) and parallel to the subsurface strike, to illustrate the aquifers expansion in this direction. A significant effect of the existing structures in the study area is evident on the groundwater aquifers, which control the hydraulic parameters (Al-Kadhimi et al., 1996; Hamza et al., 1990).

The distance between the profiles is 4.6 km, with a 2 km offset between two successive VES points. The direction of electrode layout for the measured VES points was oriented to be parallel to beds strike (i.e., NW-SE) to illuminate the strata-dip effect. GPS was also used to get the elevation and attitude of the measured VES points.

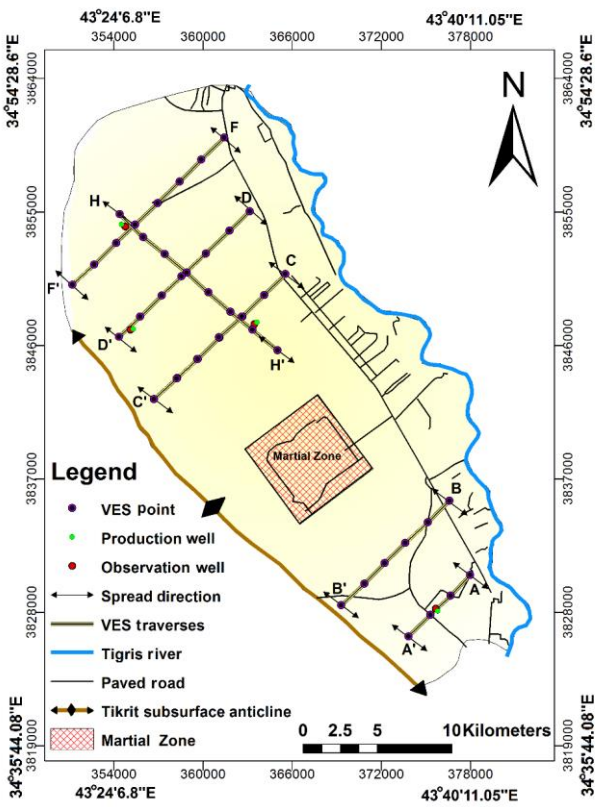


Fig. 3. Location of VES points, the direction of profiles, and electrode layout orientation

3.2. Vertical Electrical Soundings (VES)

The VES technique is generally used to determine the vertical variations in electrical resistivity. In this technique, an electrical current was imposed on the study area by a pair of electrodes A and B at varying spacing, expanding symmetrically from a central point while measuring the surface expression of the resulting potential field with an additional pair of electrodes M and N at the appropriate spacing. For a given position A, B, M and N, the apparent resistivity (ρa) is expressed by the following equation:

$$\rho a = \frac{2\pi}{\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN}} \frac{\Delta V}{I} \quad , \qquad (1)$$

where I is the current introduced into the earth, and ΔV is the potential measured between the potential electrodes.

The apparent resistivity values "ρa" are obtained by increasing the electrode spacing about a fixed point and plotted against half electrode separation (AB/2) to establish field resistivity curve as shown in Fig. 4.

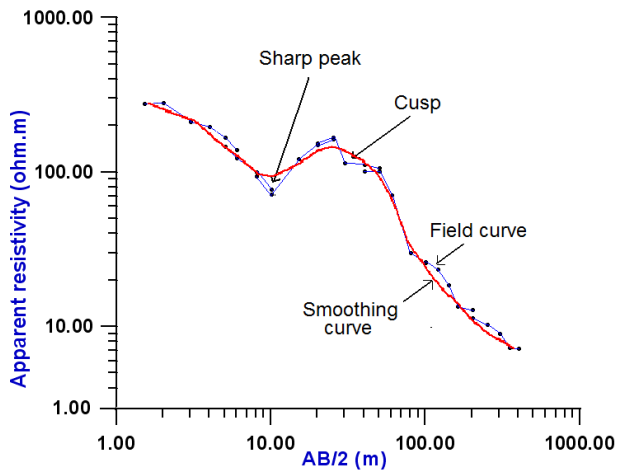


Fig. 4. Field VES sounding at point 3A

The curve matching technique using master curves (Orellana and Mooney, 1966) is firstly used to interpret the field resistivity curves to obtain the initial approximate model of thicknesses and resistivities of corresponding layers. The parameters of the approximate model, after that, are accurately interpreted with an inverse technique program until the goodness of fit between the field resistivity curve and the theoretical regenerated curve was reached (Zohdy, 1989; Zohdy and Bisdorf, 1990). The inversion software IPI2win has been used to interpret the VES soundings in terms of one dimension (1D) to get the final geoelectrical models for the interpreted VES soundings (Bobachev, 2002), as shown in Fig. 5.

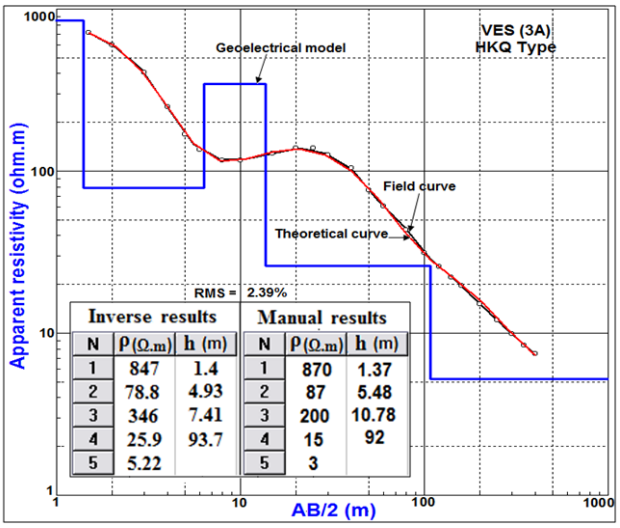


Fig. 5. The inversion model was obtained at VES point 3A

4. Results and Discussion

4.1. Geoelectrical and geological sections

The measured VES points are distributed along with six profiles (A-A', B-B', C-C', D-D', F-F', and H-H') (Fig.3). The description of those profiles are as follows:

1- The geoelectrical section along A-A' profile:

This profile passes through four VES points (Fig.6), and the VES sounding point (3A) was located near observation well 4 (Ob. well 4).

The conjoint correlation of the interpreted VES sounding points with the Ob. well 4 (Fig. 7) allows to assess the ranges of both resistivity and the equivalent thickness for the different following observed zones:

a- The first zone:

This zone is represented by topsoil, divided into two sub-zones; the first is the soil sub-zone of a high resistivity ranging between 292-882.3 Ω.m, its thickness ranges between 1.356-1.94 m. It is due to the soil moisture differences and discrepancy of properties. The second sub-zones have a low resistivity ranging between 68.7-98.5 Ω.m, and their thickness ranges between 4.9-8.4 m. The total thickness of the first zone therefore ranges between 6.33-9.76 m.

b- The second zone:

This zone consisting of coarse gravel deposits is represented by river terraces belonging to the Quaternary. Its resistivity ranges between 140-346 Ω.m, while its thickness is between 7.41-14.74 m.

c- The third zone:

This zone represents the unconfined aquifer due to the unseen existing confined layer bounded by the aquifer from the top. There-

fore, lowered resistivity values 19.3-52.9 Ω.m are noticed.

This zone is characterized by a relatively high thickness ranging between 89.8 and 97.7 m. It consists of coarse gravel at the top, representing the river terraces of 26 m thickness. This was detected depending on the observation well 4. The middle and lower parts of this zone consist of sand, clay, and clay sandy deposits of the Injana formation.

The resistivity values increase at points 1A and 4A due to the decrease of porosity water salinity because the location of VES point 1A is near the Tigris River. The VES point 4A is characterized by high resistivity values due to the percolation of rainwater through the valleys located near the VES point 4A, where this point is approached from the recharge area of the aquifer represented by the subsurface anticline located west of the profile.

d- The fourth zone:

This zone is the last one and represents the lower boundary of the aquifer, and its resistivity values essentially decrease to reach an average value of 6.6 Ω.m.

This zone consists of claystone saturated with saline water (AL-Minshid, 2001). The claystone layer is not recognized in the drilled well section in the area because of the limited depth, while this same zone was observed at the same depth in the Al-Minshid study, 2001.

2- **The geoelectrical section along B-B' profile**

The B-B' profile passes through six VES sounding points (Fig. 8). A large similarity in terms of the number of zones and the resistivity values are found between this profile with that of profile A-A'.

3- **The geoelectrical section along C-C' profile:**

The C-C' profile passes through seven VES sounding points (Fig.9). A correlation process of VES point interpretation made with the stratigraphic section of observed well No.3 allows to define the different ranges of both resistivity and equivalent electrical zones.

4- **The geoelectrical section along D-D' profile:**

Fig.10 shows the location of seven VES points distributed on this D-D' profile.

The correlation is made between the interpreted VES point 7D and the stratigraphic section of observed well No.2, allowing defining the different ranges of both resistivity and equivalent electrical zones.

5- **The geoelectrical section along F-F' profile:**

This profile passes through eight VES points (Fig.11). The correlation of interpreted VES point 5F with the stratigraphic section of the observed well No.1 is carried out to define the different ranges of both resistivity and equivalent electrical zones.

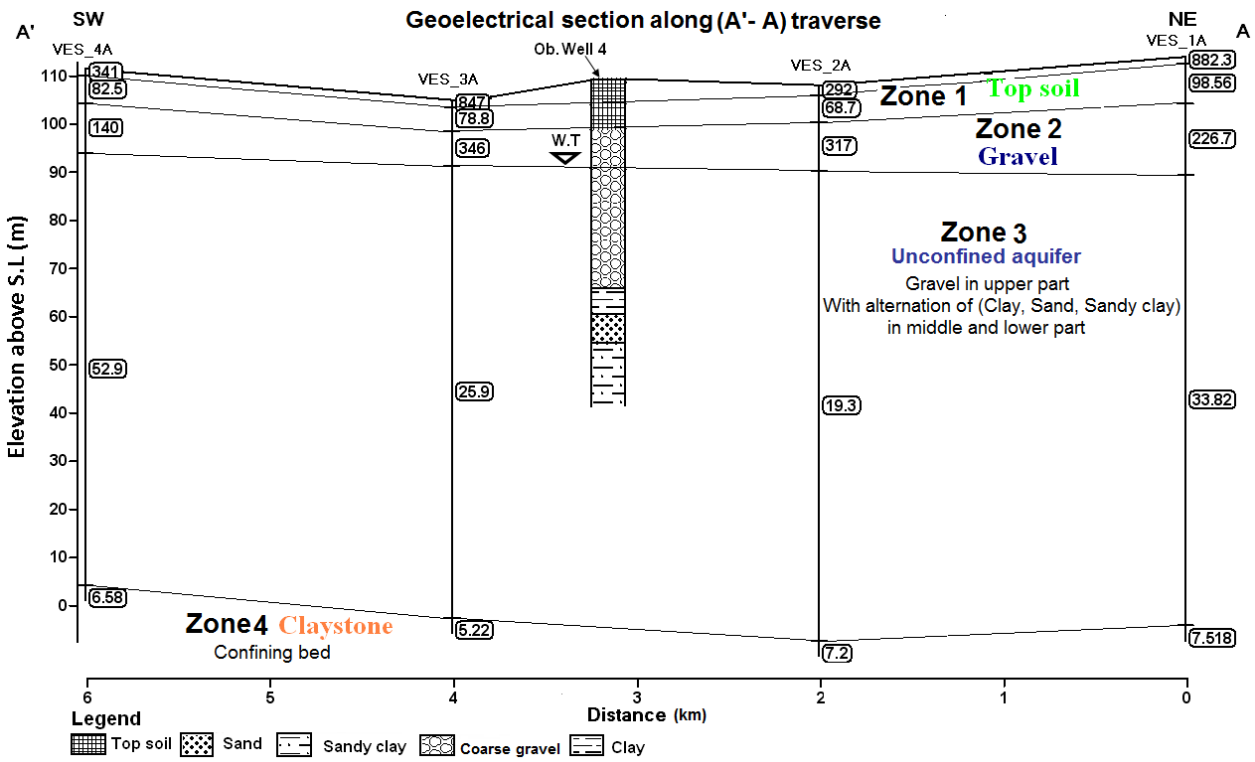


Fig. 6. The geoelectrical section along A-A' profile

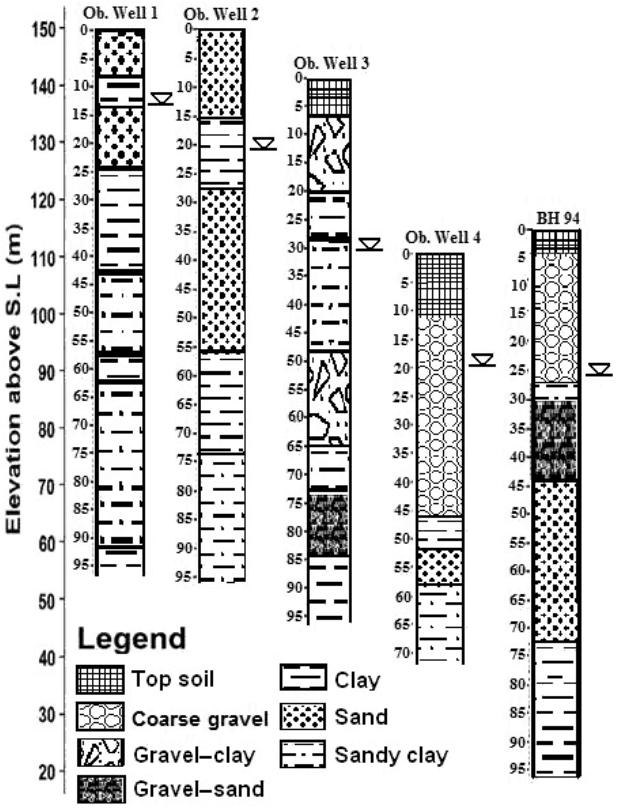


Fig. 7. The lithological description of the dried wells in the study area

6- The geoelectrical section along H-H' traverse:

The H-H' profile is located perpendicularly on the three previous C-C', D-D', and F-F' profiles and passes through eight VES points (Fig.12). The correlation of the interpreted VES points (1H, 7H) with the stratigraphic section of observed wells No. 1 and 3 are carried out to define the different ranges of both resistivity and equivalent electrical zones.

A regional fault plane passing through the study area and crossing the H-H' profile between the VES points 3H and 4H is located. This fault plays the primary role in controlling the factors of the aquifer parameter in the study area. The study of this profile reveals the presence of five different electrical zones, as shown in Fig.11.

4.2. Calculation of thickness and resistivity of aquifer

The use of the final 1D interpretation of vertical electrical sounding (VES) and the drilling wells information in the study area allow the thickness and resistivity values of the saturated aquifer to be known for all studied VES points. The spatial variations of the saturated thickness and resistivity maps of the aquifer are constructed as shown in Fig.13 and Fig.14. It is noticed from Fig.13 that aquifer saturated layer thickness is relatively constant at most of the studied area, except the northwest part, where an increased thickness towards the northwest of the study area up to 138 m is observed. This increment coincides well with the position of displacement caused by the subsurface fault indicated in the geoelectrical section along H-H' profile.

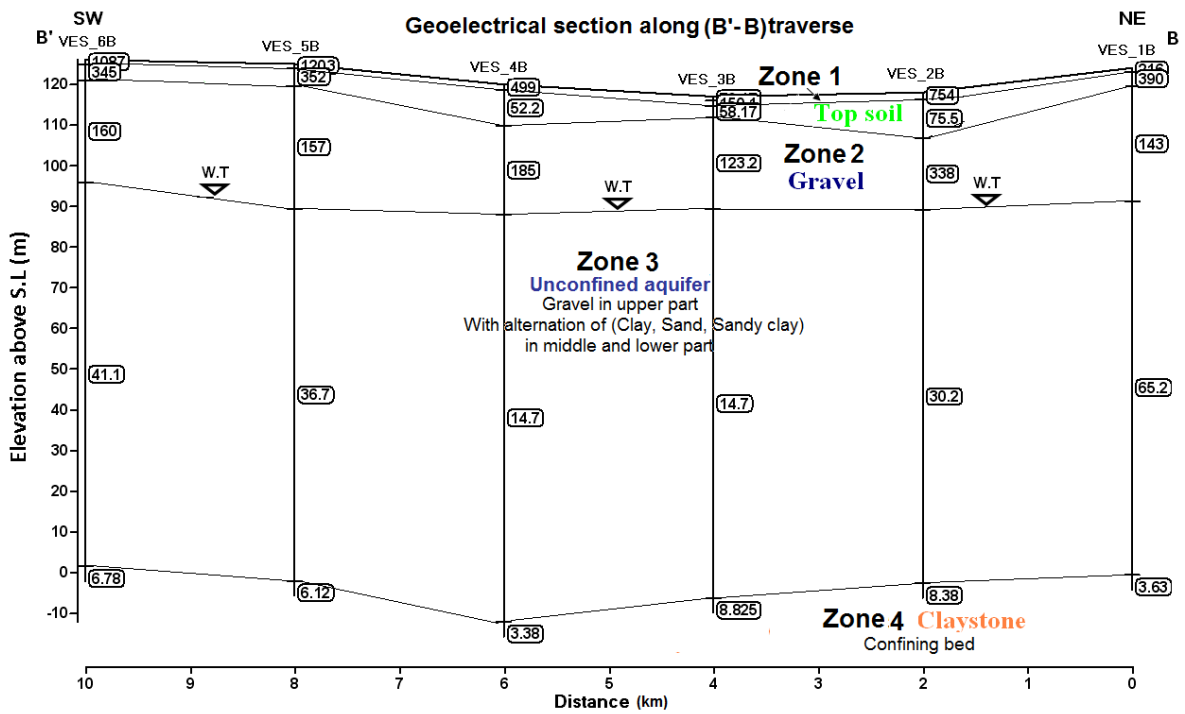


Fig. 8. The geoelectrical section along B-B' profile

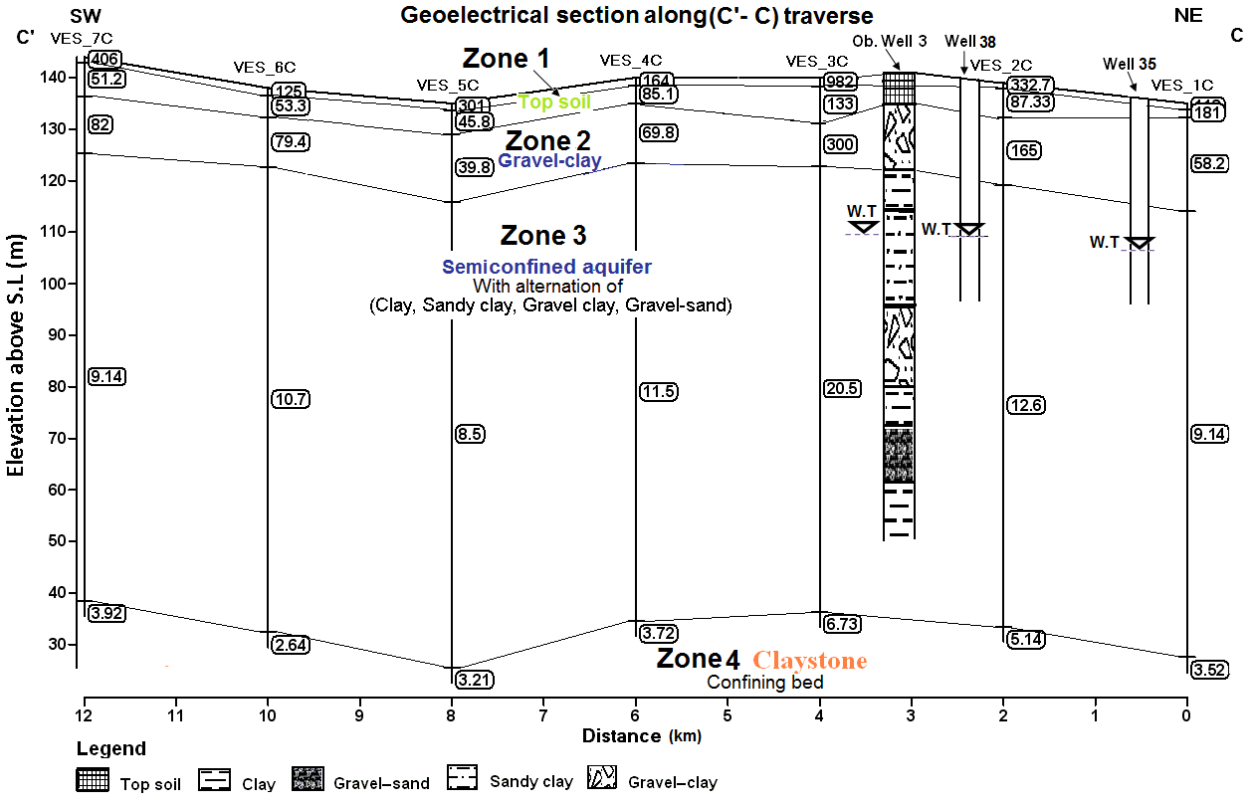


Fig. 9. The geoelectrical section along C-C' profile

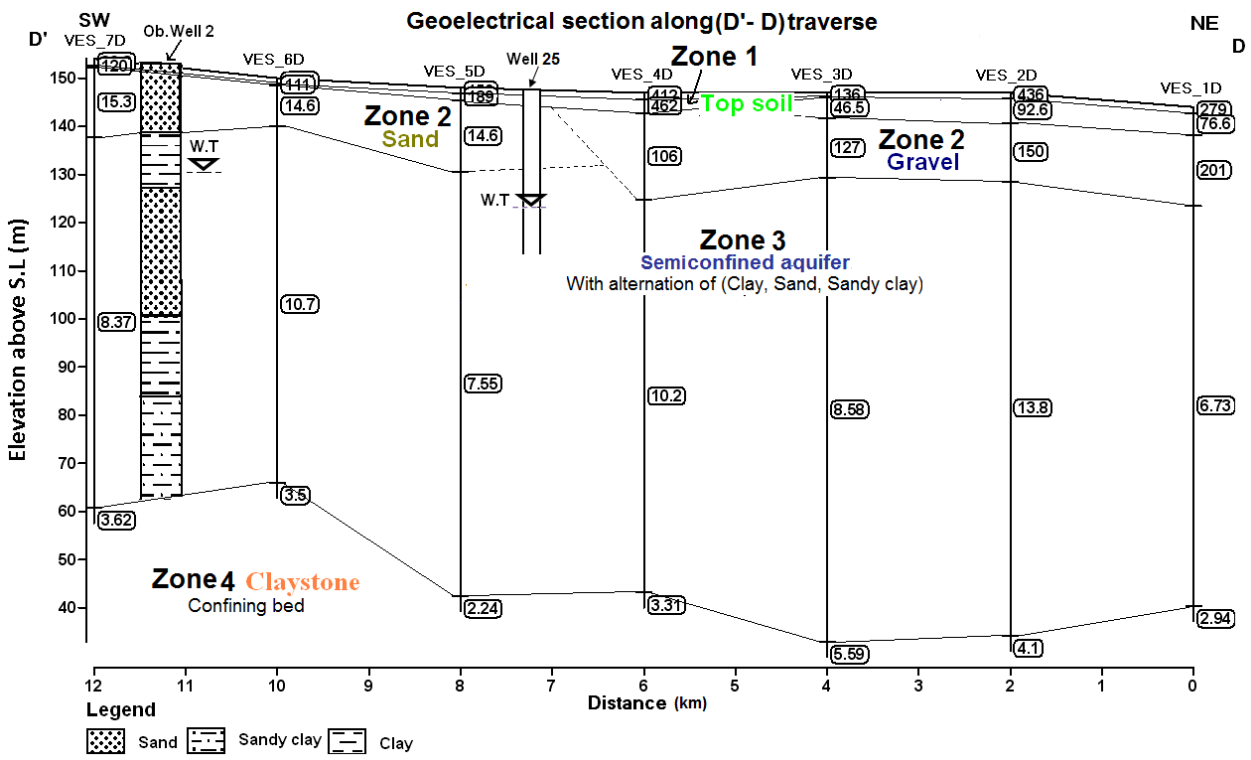


Fig. 10. The geoelectrical section along D-D' profile

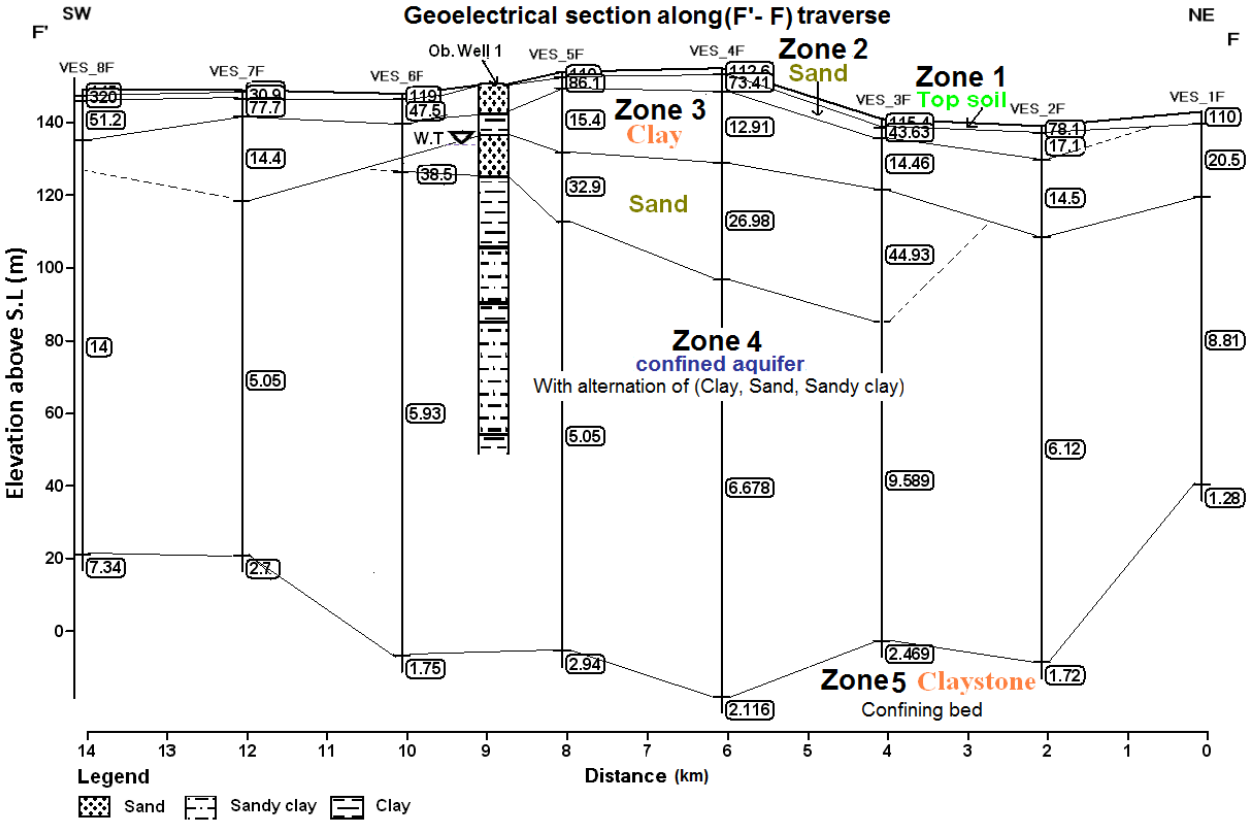


Fig.11. The geoelectrical section along F-F' profile

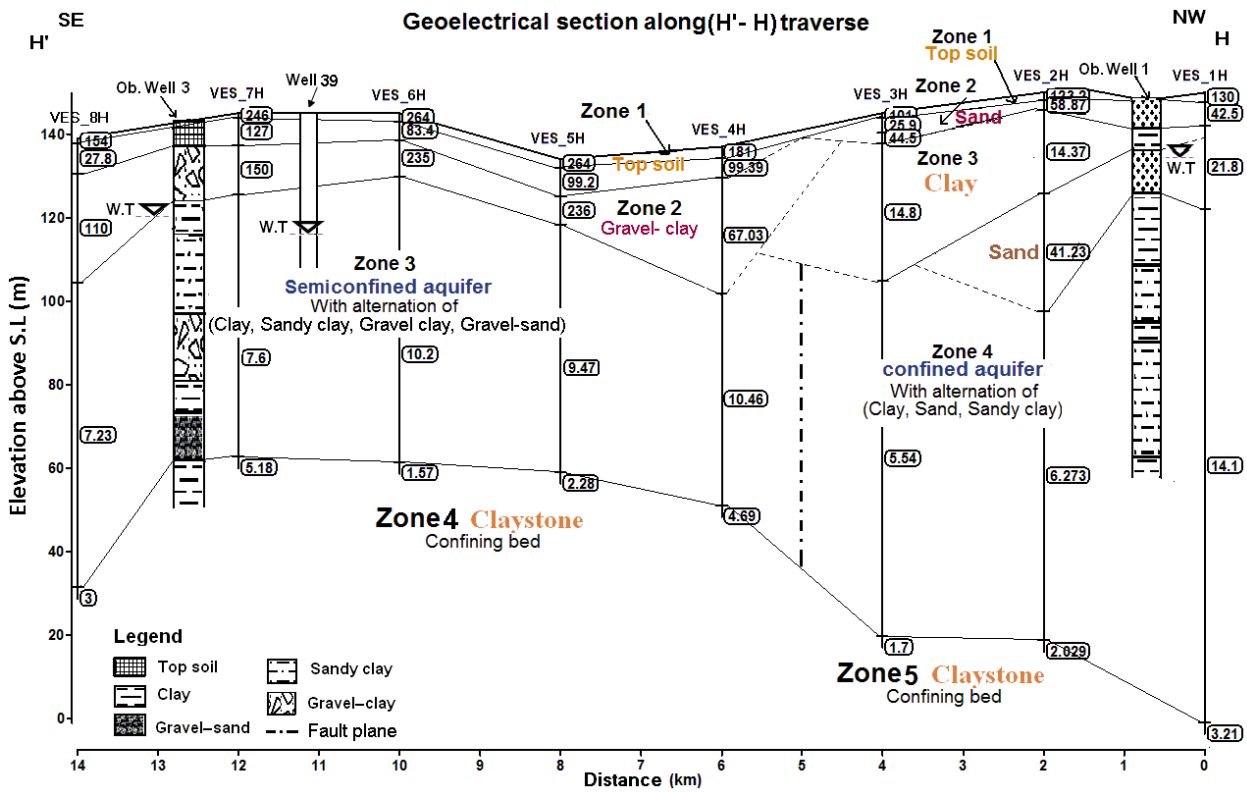


Fig. 12. The geoelectrical section along H-H' profile

The rest of the study area is characterized by a gradually gentle increase in the saturated zone thickness, starting from the area of the subsurface fault, towards the southeast of the area, the thickness of the zone is about 50-95 m. The reason for such increase is due to the increase of gravel layer thickness of the Quaternary deposits in this direction, near the Tigris river, to reach of about 40 m layer thick, which was considered in some areas, as a part of the aquifer in the region.

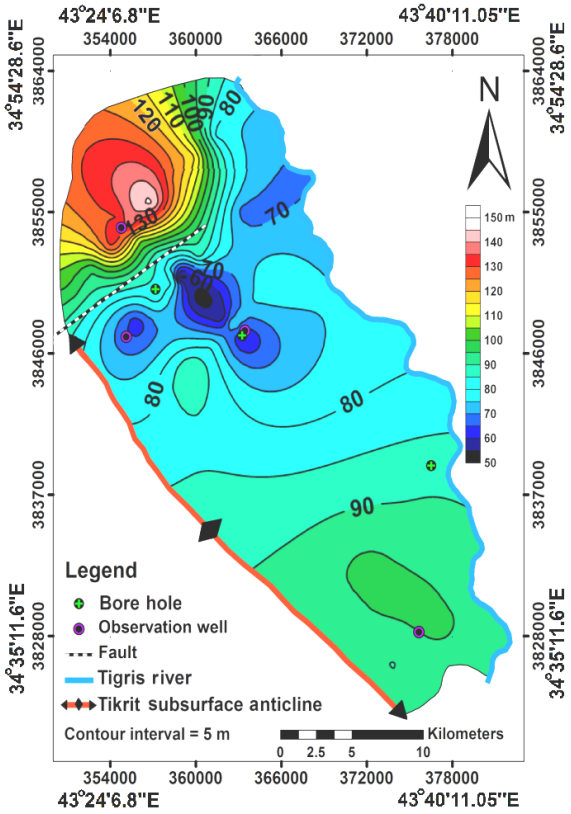


Fig. 13. Spatial variation map of the saturated layer thickness in the study area

The spatial variation map of the saturated layer shows an increase in resistivity values corresponding to the increase of the saturated zone thickness. The presence of the fault led to the depletion of the saline groundwater from lower aquifers, which in turn led to a decrease in the resistivity values in the northern region around the fault. However, the resistivity increases on both sides from the north due to the recharge area towards the subsurface anticline and from the right due to the interference of the freshwater of the Tigris River with the saline groundwater which in turn works to raise the values of the specific resistivity.

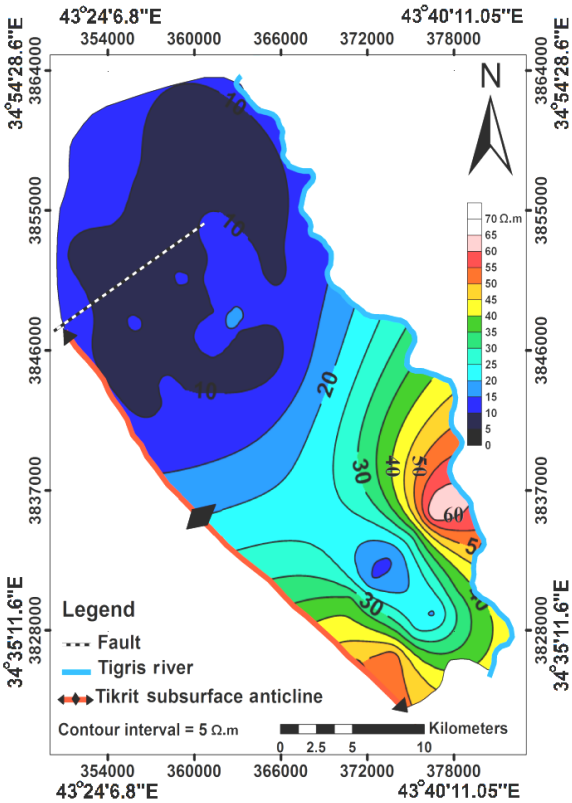


Fig. 14. Spatial variation map of the saturated layer resistivity in the study area

4.3. The geoelectrical and hydraulic parameters relations

The available geoelectrical and hydraulic parameters of four VES points (1D) curves interpretation, located about one km away from four observed wells in the study area aquifer, are conjointly used to get more precise empirical relations between them. The transmissivity values shown in Table 1 were obtained from the experiment pumping test results using Jackob's method, carried out by (Al-Jobori, 2011), for the mentioned four wells.

The hydraulic conductivity values were calculated from the relation between the transmissivity and the thickness of the aquifer.

Table shows the geoelectrical and hydraulic parameters for the aquifer for four VES points that we use to find some specific empirical relationship between them.

VES No.	Well No.	Aquifer thickness (m)	Aquifer resistivity ρ (ohm.m)	Transmissivity T (m²/day)		Hydraulic Conductivity K (m/day)		Profile resistivity ρ_t (ohm.m²)	Longitudinal conductance S (ohm-¹)
				Theis	Jacob	Theis	Jacob		
3A	Ob.4	93.7	25.9	881.9	838.2	16.64	15.82	2426.83	3.61
7D	Ob.2	70	8.37	162.1	197.7	2.15	2.63	585.9	8.36
1H	Ob.1	129	14.1	1092	820.9	13.24	9.95	1818.9	9.14
7H	Ob.3	57.27	7.6	152.2	233.3	2.34	3.58	435.25	7.53

4.4. The relation of geoelectrical parameters with transmissivity

The available data of four wells allow applying the regression analysis to find some empirical relationships as:

- Relation of aquifer resistivity (ρ) with hydraulic conductivity (K).
- Relation of transverse resistivity (ρt) with longitudinal electric conductivity (S).
- Relation of the transmissivity (T) with the transverse resistivity (ρt).
- Relation of the transmissivity (T) with the longitudinal electric conductivity (S).

The coefficient regression between aquifer resistivity and hydraulic conductivity is of R^2= 0.94 with the use of equation shown in Fig.15.

The equation shown in Fig.15 is therefore used to compute the hydraulic conductivity values at any location within the studied area by getting the aquifer resistivity at that location. The resulting hydraulic conductivity map is shown in Fig.16.

The regression relation between the transverse resistivity (ρt) and the transmissivity is shown in Fig. 17b and has R^2= 0.93. This means that the transverse resistivity controls and dominates well the study aquifer.

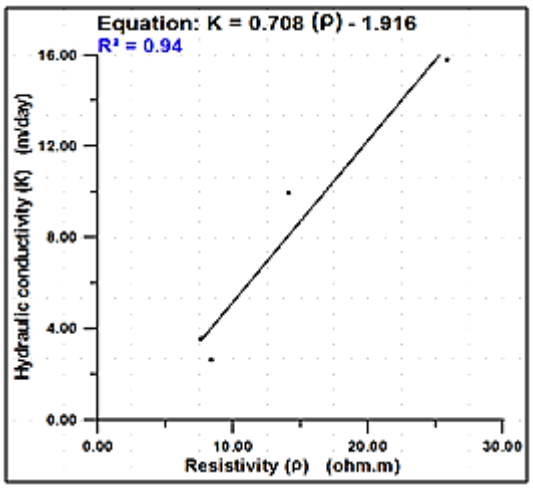


Fig. 15. The regression relation of the resistivity and hydraulic conductivity for the aquifer

The weak connection shown in Figs 17a, and 17c is due to the presence of clay ratio in the aquifer that causes the distortion in the longitudinal electric conductivity relation with both transverse resistivity and transmissivity. The equation shown in Fig.17b is therefore used to compute the transmissivity values at any location within the study area by getting the transverse resistivity at that location. The resulting transmissivity map (Fig.18) is used to delineate the high values, representing the locations of new suggested wells of good production. The transmissivity increases towards the south and southeast (Fig.18), where this increasing coincides well with the active porosity and thickness of the Quaternary gravel within the aquifer.

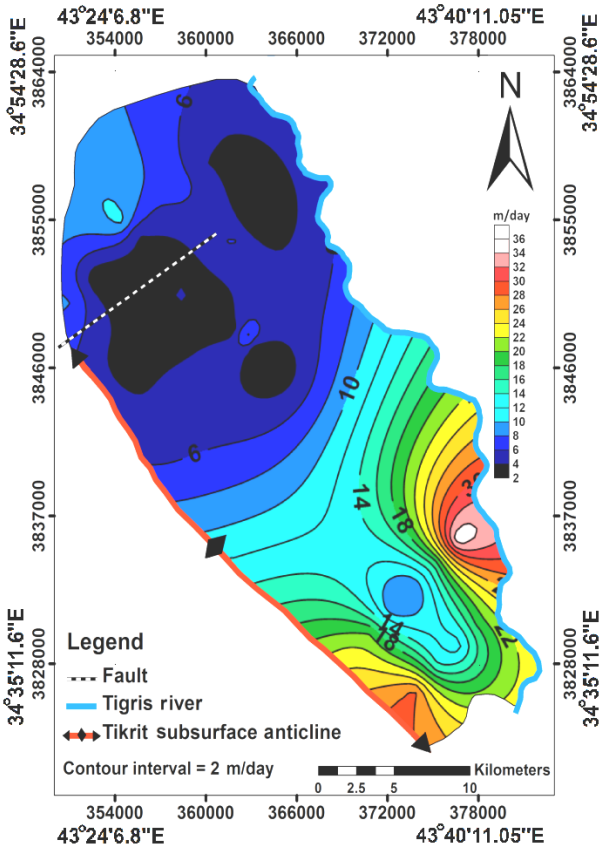


Fig. 16. Hydraulic conductivity map of the study area, according to geoelectrical properties

5. Conclusions

Depending on the quantitative result interpretation of the VES points, on the geological-hydrogeological information, and the suggested geophysical model, we can conclude as follows:

1- Two aquifers were detected in the region, these are:

a- The primary main aquifer is represented by the Injana formation (U-Miocene) (sand, clay sand, and clay). This aquifer changes its type from the confining aquifer one, in the northern part of the region, to the semi-confine aquifer in the mid- and south of the region. This aquifer has a thickness ranging of 50-128m, increasing in the northern part due to the displacement of the regional fault. On the other hand, the thickness of the aquifer was relatively constant in the middle and southern regions.

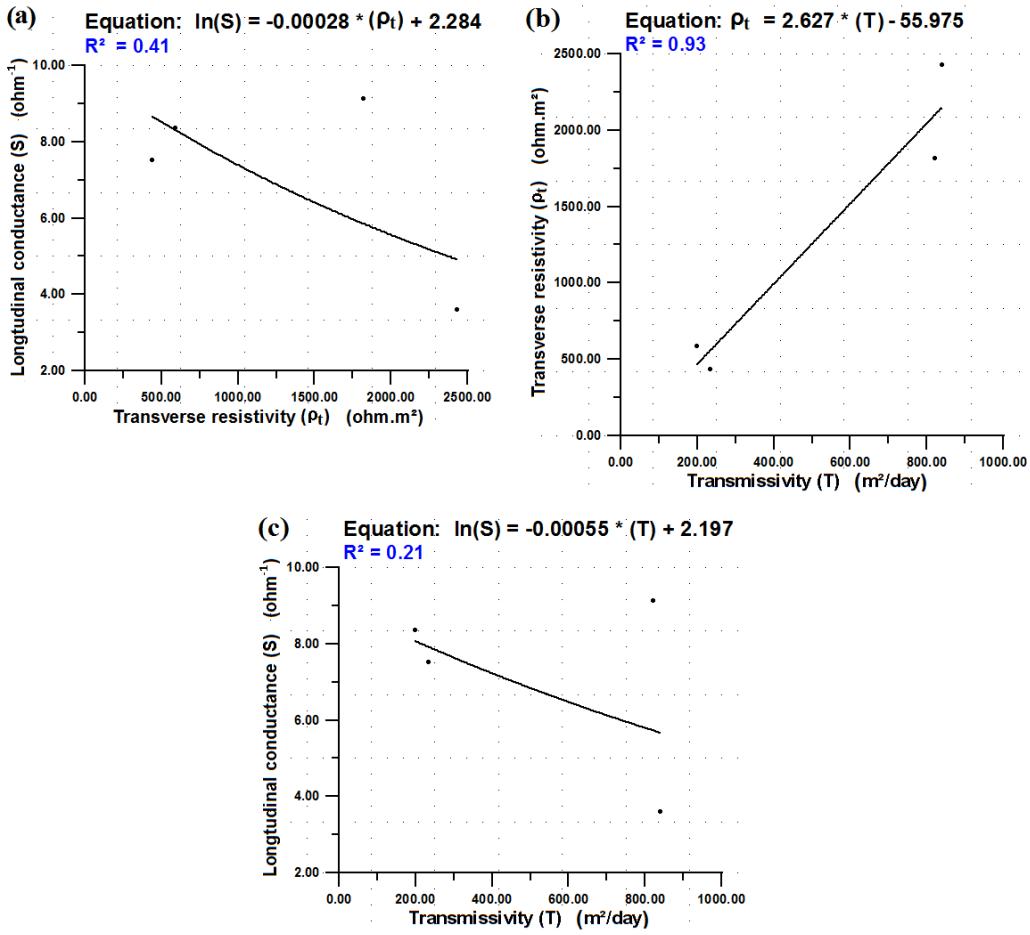


Fig. 17. Three experimental relationships for the study aquifer between a: profile resistivity – longitudinal conductance; b: transmissivity – profile resistivity; c: transmissivity – longitudinal conductance

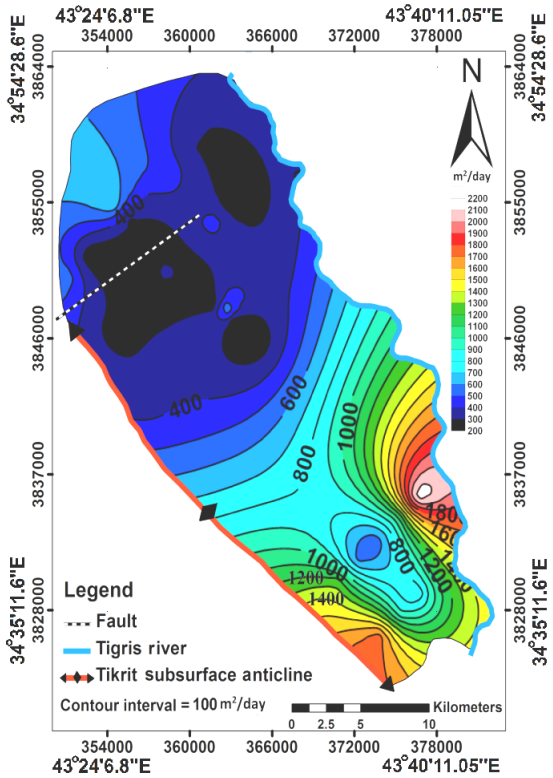


Fig. 18. Transmissivity map of the study area, according to geo-electrical properties

b- Secondary unconfined aquifer that consists of gravels of river terraces of the Quaternary appears in the southern part of the region at the Traverses A-A', B-B' only, and exists at the top of the main aquifer with 5-25 m thickness. Its resistivity changes from 39.8 to 346 Ωm due to the existent lateral and vertical changes of clay – secondary gypsum ration.

2- The clay layer, as the lower boundary of the main aquifer, has a very low resistivity ranging between 1.28-8.3 Ωm, which helps to delineate the depth penetration of the survey. These low resistivity layers could be saturated salted groundwater (due to the concentration of the current in this layer).

3- Groundwater table ranged between 87.97 to 130.87 m, above sea level, which increases in the northern part of the region as approached from the subsurface fold, while decreases in the middle and southern part of the region, i.e., towards the discharge area (River).

4- The computed transmissivity values of the aquifer range between 200-2200 m^2/day, while the

values of hydraulic conductivity range between 2-36 m/day. These variations were due to the following:

a- Increasing and decreasing of the saturated thickness: profile resistivity was usually proportional with thickness, hydraulic conductivity, and transmissivity.

b- Lithological variety: Aquifer resistivity was proportional to the profile resistivity and changing active porosity, affecting the hydraulic conductivity.

c- Clay ratio: increasing the clay ratio leads to a decrease in the profile resistivity value and active porosity, which are both proportional with the transmissivity and the hydraulic conductivity.

5- VES points along traverses A-A' and B-B' could be considered as new locations for very high production wells due to their high values of transmissivity, ranging between 552.9-2180 m^2/day and high thickness of the aquifer ranged between 89.9-100 m. As well as the VES points (3C, 2D, 3F, 4F, 1H), which have a transmissivity value of 403, 547, 700, 612, 445 respectively.

6- Many quarries can be located to exploit the Quaternary gravel in the south of the area, as approaching the river.

Acknowledgment

The researchers are grateful to the general directory of groundwater for their help in getting the data, and special thanks go to messeiers: Ahmed Sardah Alzubaidy, Dhia Besho, and Sherif Reshad, Ahmed Al-dory of the Salah El-Din branch of the directory of groundwater. Thanks to Prof. Dr. Jassim Thabit for his help in data interpretation and criticism.

REFERENCES

Abdulrazzaq Z.T. Application of vertical electrical sounding to delineate and evaluate of aquifers characteristics in Baiji-Tikrit Basin. M.Sc. Thesis, University of Tikrit, 2011,10 p.

Abdulrazzaq Z.T., Agbasi O.E., Aziz N.A., Etuk S.E. Identification of potential groundwater locations using geophysical data and fuzzy gamma operator model in Imo, Southeastern Nigeria. Applied Water Science, Vol. 10, No. 8, 2020a, 188, https://doi.org/10.1007/s13201-020-01264-6.

Abdulrazzaq Z.T., Al-Ansari N., Aziz N.A., Agbasi O.E., Etuk S.E. Estimation of main aquifer parameters using geoelectric measurements to select the suitable wells locations in Bahr Al-Najaf depression, Iraq. Groundwater for Sustainable Development, Vol. 11, 2020b, 100437, https://doi.org/ 10.1016/j.gsd.2020.100437.

Agbasi O.E., Aziz N.A., Abdulrazzaq Z.T., Etuk S. E. Integrated geophysical data and GIS technique to forecast the potential groundwater locations in part of South Eastern Nigeria. Iraqi Journal of Science, Vol. 60, No. 5, 2019, pp. 1013-1022.

Al-Ani A.A. The optimum investment of groundwater in Fatha-Samarra basin. M.Sc. thesis, college of science, University of Baghdad, 1997, 114 p.

AL-Awsi M.H. and Abdulrazzaq Z.T. Implementing electrical resistivity tomography to delineate soil contamination zone, Southern Baqubah City, Iraq. Kuwait Journal of Science, Vol. 49, No. 2, 2022, https://doi.org/10.48129/kjs.10674.

Al-Janabi M.A.J. Hydrochemistry of the unconfined aquifer and the relationship of unsaturated zone sediments on the groundwater quality in Tikrit – Samara basin, Ph.D. thesis, college of science, University of Baghdad, 2008, 154 p.

Al-Jobori N.H. Hydrogeological conditions of Baiji-Tikrit sub basin, M.Sc. thesis, college of science, University of Tikrit, 2011, 164 p.

Al-Kadhimi J.A.M., Sissakian V.K., Satter A.F., Diekran D.B. Tectonic map of Iraq, Scale 1:1,000,000. 2nd Edition, GEOSURV, Baghdad, 1996.

Al-Minshid F.H.K. Groundwater study of Al-Dhibaee area using electrical survey and pumping test wells. M.Sc. thesis, college of science, University of Baghdad, 2001, 119 p.

Basi M.A. and Karim S.A. The stage report of the local geological survey, Vol. 2, 1990, Laboratory Studies.

Bobachev C. "IPI2Win": a Windows software for an automatic interpretation of resistivity sounding data. PhD tesis, Moscow State University, Moscow, Russia, 2002, 320 p.

ЛИТЕРАТУРА

Abdulrazzaq Z.T. Application of vertical electrical sounding to delineate and evaluate of aquifers characteristics in Baiji-Tikrit Basin. M.Sc. Thesis, University of Tikrit, 2011,10 p.

Abdulrazzaq Z.T., Agbasi O.E., Aziz N.A., Etuk S.E. Identification of potential groundwater locations using geophysical data and fuzzy gamma operator model in Imo, Southeastern Nigeria. Applied Water Science, Vol. 10, No. 8, 2020a, 188, https://doi.org/10.1007/s13201-020-01264-6.

Abdulrazzaq Z.T., Al-Ansari N., Aziz N.A., Agbasi O.E., Etuk S.E. Estimation of main aquifer parameters using geoelectric measurements to select the suitable wells locations in Bahr Al-Najaf depression, Iraq. Groundwater for Sustainable Development, Vol. 11, 2020b, 100437, https://doi.org/ 10.1016/j.gsd.2020.100437.

Agbasi O.E., Aziz N.A., Abdulrazzaq Z.T., Etuk S. E. Integrated geophysical data and GIS technique to forecast the potential groundwater locations in part of South Eastern Nigeria. Iraqi Journal of Science, Vol. 60, No. 5, 2019, pp. 1013-1022.

Al-Ani A.A. The optimum investment of groundwater in Fatha-Samarra basin. M.Sc. thesis, college of science, University of Baghdad, 1997, 114 p.

AL-Awsi M.H. and Abdulrazzaq Z.T. Implementing electrical resistivity tomography to delineate soil contamination zone, Southern Baqubah City, Iraq. Kuwait Journal of Science, Vol. 49, No. 2, 2022, https://doi.org/10.48129/kjs.10674.

Al-Janabi M.A.J. Hydrochemistry of the unconfined aquifer and the relationship of unsaturated zone sediments on the groundwater quality in Tikrit – Samara basin, Ph.D. thesis, college of science, University of Baghdad, 2008, 154 p.

Al-Jobori N.H. Hydrogeological conditions of Baiji-Tikrit sub basin, M.Sc. thesis, college of science, University of Tikrit, 2011, 164 p.

Al-Kadhimi J.A.M., Sissakian V.K., Satter A.F., Diekran D.B. Tectonic map of Iraq, Scale 1:1,000,000. 2nd Edition, GEOSURV, Baghdad, 1996.

Al-Minshid F.H.K. Groundwater study of Al-Dhibaee area using electrical survey and pumping test wells. M.Sc. thesis, college of science, University of Baghdad, 2001, 119 p.

Basi M.A. and Karim S.A. The stage report of the local geological survey, Vol. 2, 1990, Laboratory Studies.

Bobachev C. "IPI2Win": a Windows software for an automatic interpretation of resistivity sounding data. PhD tesis, Moscow State University, Moscow, Russia, 2002, 320 p.

Buday T. and Jassim S. Tectonic map of Iraq (A), scale 1:1000000. Iraq Geol. Surv. Publ., Baghdad, 1984.

de Almeida A., Maciel D.F., Sousa K.F., Nascimento C.T.C., Koide S. Vertical electrical sounding (VES) for estimation of hydraulic parameters in the porous aquifer. Water, Vol. 13, No.2, 2021, 170, https://doi.org/10.3390/w13020170.

Gaikwad S., Pawar N.J., Bedse P., Wagh V., Kadam A. Delineation of groundwater potential zones using vertical electrical sounding (VES) in a complex bedrock geological setting of the West Coast of India. Modeling Earth Systems and Environment, 2021, pp. 1-15, https://doi.org/10.1007/ s40808-021-01223-3.

Hamza N.M., Lawa F., Yacoub S.Y., Mussa A.Z., Fouad S.F. Regional geological stage report. SEGESMI, Baghdad. Project C.E.S.A., Geological Activity, No. 2023 of Iraq Geol. Surv. Libr. Rep., 1990.

Jassim S.Z., Goff J. Geology of Iraq. Dolin, Prague and Moravian Museum. Brno, 2006, 341 p.

Keller G.V. Application of resistivity methods in mineral and groundwater exploration program. Mining and Groundwater Geophysics, Geological Survey of Canada, No. 26, 1967, pp. 51-66.

Kosinski W.K., Kelly W.E. Geoelectric soundings for predicting aquifer properties. Groundwater, Vol. 19, 1981, pp. 163-171.

Lech M., Skutnik Z., Bajda M., Markowska-Lech K. Applications of electrical resistivity surveys in solving selected geotechnical and environmental problems. Applied Sciences, Vol. 10, No. 7, 2020, 2263, https://doi.org/10.3390/ app10072263.

Orellana E., Mooney H.M. Master tables and curves for vertical electrical sounding over layered structures. Interciencia. Madrid, Spain, 1966, 34 p.

Oudeika M.S., Taşdelen S., Güngör M., Aydin A. Integrated vertical electrical sounding and hydrogeological approach for detailed groundwater pathways investigation: Gökpınar Dam Lake, Denizli, Turkey. Journal of African Earth Sciences, Vol. 182, 2021, 104273, https://doi.org/10.1016/ j.jafrearsci.2021.104273.

Soomro A., Qureshi A.L., Jamali M.A., Ashraf A. Groundwater investigation through vertical electrical sounding at hilly area from Nooriabad toward Karachi. Acta Geophysica, Vol. 67, No. 1, 2019, pp. 247-261., https://doi.org/10.1007/ s11600-019-00247-9.

Virupaksha H.S., Lokesh K.N. Electrical resistivity, remote sensing and geographic information system approach for mapping groundwater potential zones in coastal aquifers of Gurpur watershed. Geocarto International, Vol. 36, No. 8, 2021, pp. 888-902, https://doi.org/10.1080/10106049.2019. 1624986.

Youssef M.A.S. Geoelectrical analysis for evaluating the aquifer hydraulic characteristics in Ain El-Soukhna area, West Gulf of Suez, Egypt. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, Vol. 9, No. 1, 2020, pp. 85-98.

Zohdy A.A.R. A new method for the automatic interpretation of Schlumberger and Wenner sounding curves. Geophysics, Vol. 54, No. 2, 1989, pp. 245-253.

Zohdy A.A.R., Bisdorf R.J. Schlumberger soundings near Medicine Lake, California. Geophysics, Vol. 55, No. 8, 1990, pp. 956-964.

Buday T. and Jassim S. Tectonic map of Iraq (A), scale 1:1000000. Iraq Geol. Surv. Publ., Baghdad, 1984.

de Almeida A., Maciel D.F., Sousa K.F., Nascimento C.T.C., Koide S. Vertical electrical sounding (VES) for estimation of hydraulic parameters in the porous aquifer. Water, Vol. 13, No.2, 2021, 170, https://doi.org/10.3390/w13020170

Gaikwad S., Pawar N.J., Bedse P., Wagh V., Kadam A. Delineation of groundwater potential zones using vertical electrical sounding (VES) in a complex bedrock geological setting of the West Coast of India. Modeling Earth Systems and Environment, 2021, pp. 1-15, https://doi.org/10.1007/ s40808-021-01223-3

Hamza N.M., Lawa F., Yacoub S.Y., Mussa A.Z., Fouad S.F. Regional geological stage report. SEGESMI, Baghdad. Project C.E.S.A., Geological Activity, No. 2023 of Iraq Geol. Surv. Libr. Rep., 1990.

Jassim S.Z., Goff J. Geology of Iraq. Dolin, Prague and Moravian Museum. Brno, 2006, 341 p.

Keller G.V. Application of resistivity methods in mineral and groundwater exploration program. Mining and Groundwater Geophysics, Geological Survey of Canada, No. 26, 1967, pp. 51-66.

Kosinski W.K., Kelly W.E. Geoelectric soundings for predicting aquifer properties. Groundwater, Vol. 19, 1981, pp. 163-171.

Lech M., Skutnik Z., Bajda M., Markowska-Lech K. Applications of electrical resistivity surveys in solving selected geotechnical and environmental problems. Applied Sciences, Vol. 10, No. 7, 2020, 2263, https://doi.org/10.3390/ app10072263.

Orellana E., Mooney H.M. Master tables and curves for vertical electrical sounding over layered structures. Interciencia. Madrid, Spain, 1966, 34 p.

Oudeika M.S., Taşdelen S., Güngör M., Aydin A. Integrated vertical electrical sounding and hydrogeological approach for detailed groundwater pathways investigation: Gökpınar Dam Lake, Denizli, Turkey. Journal of African Earth Sciences, Vol. 182, 2021, 104273, https://doi.org/10.1016/ j.jafrearsci.2021.104273.

Soomro A., Qureshi A.L., Jamali M.A., Ashraf A. Groundwater investigation through vertical electrical sounding at hilly area from Nooriabad toward Karachi. Acta Geophysica, Vol. 67, No. 1, 2019, pp. 247-261., https://doi.org/10.1007/ s11600-019-00247-9.

Virupaksha H.S., Lokesh K.N. Electrical resistivity, remote sensing and geographic information system approach for mapping groundwater potential zones in coastal aquifers of Gurpur watershed. Geocarto International, Vol. 36, No. 8, 2021, pp. 888-902, https://doi.org/10.1080/10106049.2019. 1624986.

Youssef M.A.S. Geoelectrical analysis for evaluating the aquifer hydraulic characteristics in Ain El-Soukhna area, West Gulf of Suez, Egypt. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, Vol. 9, No. 1, 2020, pp. 85-98.

Zohdy A.A.R. A new method for the automatic interpretation of Schlumberger and Wenner sounding curves. Geophysics, Vol. 54, No. 2, 1989, pp. 245-253.

Zohdy A.A.R., Bisdorf R.J. Schlumberger soundings near Medicine Lake, California. Geophysics, Vol. 55, No. 8, 1990, pp. 956-964.

ОЦЕНКА ГИДРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОРИСТОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МЕТОДИКИ НА ПРИМЕРЕ СУББАССЕЙНА БАЙДЖИ-ТИКРИТ, ИРАК

Абдулраззак З.Т.[1], Ахмед М.М.[2], Салих С.А.[2], Асфагани Дж.[3]

[1]Управление по космосу и связи, Министерство науки и технологий, Багдад, Ирак
10070: zaidoon.taha@live.com
[2]Отдел прикладной геологии, Научный Колледж, Университет Тикрита, Тикрит, Ирак: dr.muhana@tu.edu.iq (M.M.A), sabbar.saleh@tu.edu.iq (S.A.S)
[3]Отдел геологии, Комиссия по атомной энергии, Дамаск, Сирия,
P.O. Box 6091: jasfahani@aec.org.sy

Резюме. Подземные воды являются одним из альтернативных источников воды для компенсации дефицита поверхностных вод, который обычно исследуется геофизическими методами. В суббассейне Байджи-Тикрит, Ирак проведено геоэлектрическое исследование с применением метода вертикального электрического зондирования (VES) для определения мощности, простирания и гидравлических параметров основных водоносных горизонтов. Всего было выполнено 40 измерений ВЭЗ, распределенных вдоль шести геоэлектрических профилей с использованием конфигурации "Шлюмберже" с максимальным половинным интервалом в 400 м (AB/2 = 400 м), где была достигнута глубина проникновения 151 м. Кривые ВЭЗ обработаны и интерпретированы вручную методом вспомогательных точек и автоматически с помощью программного обеспечения IPI2win с использованием ручного инверсного моделирования для уменьшения отношения среднеквадратичных ошибок и повышения точности интерпретации. В результате инверсии было определено, что мощность основного водоносного горизонта составляет 50-128 м. Итоги интерпретации были использованы для построения шести геоэлектрических разрезов вдоль съемочного маршрута. Также было установлено, что основной водоносный горизонт района состоит из осадочных пород (песок, глинистый песок и глина), которые относятся к формации Инджан, и может меняться в районе от ограниченного типа к полуограниченному. Между геоэлектрическими и гидравлическими параметрами были установлены конкретные эмпирические соотношения. Они применяются для расчета гидравлической проводимости (K) и пропускной способности (T) среднего водоносного горизонта в районе исследования. Полученные значения K и T используются для отслеживания их пространственных изменений с целью выделения участков, пригодных для размещения новых скважин.

Ключевые слова: *ВЭЗ, ручное обратное моделирование, гидрогеологические характеристики, пропускная способность, суббассейн Байджи-Тикрит, Ирак*

İRAQ, BAYCİ-TİKRİT SU HÖVZƏSİ TƏDQİQATLARI ÜZRƏ GEOELEKTRİK METODLARDAN İSTİFADƏ ETMƏKLƏ MƏSAMƏLİ SU TƏBƏQƏSİNİN HİDRO-GEOFİZİKİ PARAMETRLƏRİNİN QİYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ

Əbdülrəzzaq Z.T.[1], Əhməd M.M.[2], Saleh S.A.[2], Əsfəhani J.[3]
[1]Rabitə və əlaqə idarəsi, Elm və texnologiya nazirliyi, Bağdad, İraq
10070, Iraq: zaidoon.taha@live.com
[2]Tətbiqi geologiya şöbəsi Elmi kollec,Tikrit Universiteti, Tikrit, İraq:
dr.muhana@tu.edu.iq (M.M.A.), sabbar.saleh@tu.edu.iq (S.A.S)
[3]Geologiya şöbəsi, Atom enerjisi üzrə komissiya, Dəməşq, Suriya
P.O.Box 6091: jasfahani@aec.org.sy

Xülasə. Qrunt suları adətən geofiziki üsullarla tədqiq olunan, səthdəki su çatışmazlığını kompensasiya edən alternativ su mənbələrindən biridir. Əsas su təbəqələrinin qalınlığını, uzunluğunu və hidravlik parametrlərini təyin etmək üçün şaquli elektrik zondunu tətbiq etməklə, Bayci-Tikrit yarımhövzəsində İraqda geoelektrik tədqiqatı həyata keçirilir. Şlümberq konfiqurasiyasından istifadə etməklə, dərinliyi 151 metrə çatmaqla, maksimal 400 metr yarim intervalda (AB/2=400 m) altı geoelektrik profilə üzrə paylanmış ümumilikdə qırx ŞEZ yerinə yetirilib. Orta kvadratlı xəta əmsalını azaltmaq və interpretasiya dəqiqliyini artırmaq məqsədilə inversiya modelləşməsindən istifadə etməklə əlilə köməkçi nöqtə metodu və avtomatik olaraq İPİ2 proqramlari vasitəsilə ŞEZ əyriləri emal edilmişdir.

İnversiya nəticələri göstərdi ki, əsas su təbəqəsinin qalınlığı təxminən 50-128 metrdir. Müşahidə keçidləri boyunca altı geoelektrik kəsilişi çəkmək məqsədilə interpretasiya nəticələrindən istifadə olunub. Bu nəticələr göstərdi ki ərazinin əsas su təbəqəsi məhdud növdən yarıməhdud növə keçməyə uygun olan İncana formasiyasına məxsus çöküntülərdən (qum gilli qum və qum) ibarətdir. Geoelektrik və hidravlik parametrlər arasında spesifik empirik (təcrübi) əlaqələrin əsası qoyulub. Onlardan tədqiq olunan ərazidə əsas su təbəqəsinin hidravlik keçiriciliyini (K) və ötürücülüyünü hesablamaq məqsədilə istifadə olunub. K və T dəyərlərinin nəticələrindən yeni quyuların yerləri üçün uygun ərazilər müəyyənləşdirməklə məkan dəyişkənliklərini izləmək məqsədilə istifadə olunub.

Açar sözlər: *ŞEZ, əks modellik, hidro-geoloji xarakteristika, ötürücülük, Bayci-Tikrit yarımhövzəsi, İraq*

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

DETAILED STUDY OF HYDRAULIC FRACTURING OF KASHIRO-VEREY ROCKS BY ELECTRON MICROSCOPY

Galkin S.V.[1], Savitskiy Y.V.[1], Osovetsky B.M.[2], Kazymov K.P.[2], Gurbanov V.Sh.[3], Hasanov A.B.[3], Abbasova G.G.[4], Kazymov R.R.[5]

[1]Perm National Polytechnical University, Perm, Perm Region, Russia, 29, Komsomolsky prosp., Perm, 614990

[2]Perm State National Research University, Perm, Russia, 15, Bukirev st., Perm, Russia, 614990

[3]Oil and Gas Institute of ANAS, Baku, Azerbaijan 9, F.Amirov str., Baku, AZ1000

[4]Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan 20, Azadlig ave., Baku, AZ1010: vaqifqurbanov@mail.ru

[5]Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan National Academy of Sciences 119 H.Javid Ave, Baku, Azerbaijan, AZ1143

Keywords: *hydraulic fractures, carbonate reservoir, core, electron microscopy, X-ray tomography, proppant hydraulic fracturing*

Summary. The fracturing of carbonate rocks of the Kashiro-Verey formation in the Volga-Urals region is studied using X-ray tomography and electron microscopy methods. The lithological and structural features of the formation consisting of four lithotypes are described. The lithotypes differ markedly in the degree of clay material, the nature of the void space, and reservoir properties. Two lithotypes are weakly permeable. Experimental modeling of the effect of proppant hydraulic fracturing technology on core samples is applied.

It is established that loading affects the interlayers differently depending on their structure and material composition, and the presence of clay and the nature of porosity have the greatest influence. The microcracks of hydraulic fracturing under loading of samples develop to the maximum extent in the densest rocks, in which extended cracks with an opening of about 100 μm or more are formed. In turn, in the permeable part of the lithotypes, extended, usually narrow (thickness less than 20 μm) rectilinear cracks are also formed, oriented in one direction and connecting neighboring microcaverns and pores. Their strict orientation in space reflects the direction of the load on the samples, but may also be partly due to the hidden microlayering of the rocks.

The conclusion is made about the possibility of forming through oil migration channels in the reservoir. The results of the experimental study will lead to increasing of the using efficiency of the hydraulic fracturing technology in the operation of the Kashiro-Vereya productive reservoirs.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

1. Introduction

In the last decade, one of the most promising in increasing oil production of operational facilities in the Volga-Urals oil and gas province are oil deposits of Kashiro-Verey age. The most active development of these operational facilities is observed in the territory of the Perm Region.

The initial recoverable reserves for the Kashiro-Verey deposits of the Perm Region exceed 130 million tons (as of 01.01.2022) with an average reserve production of about 30%. The actual drilling capacity of facilities relative to the project fund is on average 50% with an average water content of 30% of well production (the range from 5 to 74%). Thus, Kashiro-Verey objects as a whole are characterized by high residual oil reserves with the low water content of well production with the potential to increase the well stock. The use of modern technologies for this territory makes it possible to rapidly introduce Kashiro-Verey deposits of "old" fields into active, profitable development, up to a 10-fold increase in oil production (Воеводкин, Антонов, 2021).

The Kashiro-Verey deposits of the Volga-Urals are an interlayer of mudstones and carbonate rocks,

and the carbonate stratum is characterized by varying degrees of clay material. The most clay-free interlayers are distinguished as collectors, but the total thicknesses of this type of rocks, as a rule, do not exceed 2-6 m. As the clay material increases, the reservoir properties of the layers naturally deteriorate, and significant difficulties accompany the production of reserves from them. They can be overcome with the use of various technologies. However, the use of standard technologies such as hydrochloric acid treatment (Novikov, Martyushev, 2020; Novikov, 2021) and radial opening of the reservoir (Chi et al., 2015; Galkin et al., 2019) is accompanied by a rapid decline in oil production and is characterized by low profitability.

The most effective technology for the development of the above deposits for the territory of the Perm Region in recent decades is considered to be proppant hydraulic fracturing (Raspopov et al., 2019; Votinov et al., 2021; Галкин и др., 2021), as a result of which the rock breaks along the planes of minimum strength. This technology has long been used in world practice in the development of hard-to-recover oil reserves (Penny et al., 1985; Усачев, 1986; Каневская, 1998). In many countries of the world, including Russia, significant efforts have been made to introduce new developments in this area (Economides, Nolte, 2006; Salimov et al., 2013). In recent years the technology has become increasingly widespread due to the depletion of oil reserves in many oil-producing countries (Яркеева, Хазиев, 2018; Wright, Muma, 2018). Reviews of the application of hydraulic fracturing technology in individual oil fields are given in some works (Здольник и др., 2016; Топал и др., 2018).

Hydraulic fracturing cracks are fixed after pressure is removed by proppant and become reliable and long-term oil conductors. The ability of the layer to conduct liquid through the created crack and deliver it to the wellbore is determined by the concept of dimensionless crack conductivity (Smith, Shlyapobersky, 2000). The geometry of hydraulic fracturing cracks is determined by their half-length, height, and width (Muther et al., 2020) and significantly affects the effectiveness of this technology.

The effectiveness of propant hydraulic fracturing technology largely depends on the characteristics of cracks (the number of cracks, their extent, shape, orientation in the rock, the degree of disclosure, etc.). In turn, these parameters depend on the material composition and structure of the rock. Of particular importance is the real idea of the natural fracturing of rocks (Насыбуллин и др., 2010). In addition, it is necessary to take into account the peculiarities of the structure of the oil reservoir (Aliyeva, Mustafayev, 2021; Gurbanov et al., 2019, 2021a,b).

However, methods for predicting hydraulic fracturing using the developed algorithms and computer programs have not yet been developed. Nevertheless, at this stage, such a problem can be solved with the use of appropriate laboratory and field experiments with core samples. Examples of such studies are given in a number of papers (Laubach et al., 2004; Fjaer, 2008; Ibatullin et al., 2009).

2. Object and methods of research

Fracturing, both natural and after hydraulic fracturing, can be primarily studied at the macrolevel. Averaged data on the fracturing of the working perforation intervals (thickness – the first tens of meters) can be obtained from the pressure recovery curve (KVD). According to the Warren-Root model, the presence of two parallel lines on the KVD and a characteristic inflection between them are interpreted as a manifestation of fracturing (Cherepanov, 2015; Martyushev et al., 2019; Martyushev, Yurikov, 2021). In the paper (Votinov et al., 2021), based on the processing of KVD for the Kashiro-Verey object of the Moskudyinsky field, a scheme of natural fracturing was constructed, while the crack opening was estimated as low (less than 10 μm).

Fracturing at the level of individual interlayers (thickness from 0.2 to 3 m) can be studied according to the data of geophysical studies of wells. The complex of natural gamma (GC) and neutron-neutron logging (NNA-t) is the main one for Kashiro-Verey deposits in determining reservoir properties. The GC method is characterized by the clogging of layers with a clear separation of limestone interlayers (ΔI_{gc}<0.3 d.e.) and mudstones (ΔI_{gc}>0.5 d.e.). The minimum values of NNA-t are fixed on the most porous limestones, the maximum – the densest ones in the carbonate section.

The analysis of the core material made it possible to identify four lithotypes of rocks for Kashira-Verey limestones that differ in structural features (Galkin et al., 2021). The intervals of limestone without clay (ΔI_{gc}<0,03; ΔI_{nnk} <0,17) are treated to porous-cavernous lithotype 1. Lithotype 2 is represented by alternating 2-10 cm porous and dense differences of the rocks in the ratio 76% to 24% (ΔI_{gc} from 0.07 to 0.08; ΔI_{nnk} from 0.24 to 0.26). The dense layers are dominated (86%) in lithotype 3 (ΔI_{gc} from 0.07 to 0.19; ΔI_{nnk} from 0.30 to 0.37). Porous areas in these rocks are represented as inclusions, and the presence of fracturing has been established for them. The increased ΔI_{gc} figures (0.17-0.31) indicate the predominant clayey composition of limestones for lithotype 4, and the range of ΔI_{nnk} (0.45-0.49) indicates their strong compaction. At the same time, even for the densest lithotype 4, non-zero porosity (Kp = 6%) is established according to the core data, which shows the proximity of the intervals without no signs of oil to the collectors.

Fracturing at the microlevel can be assessed based on the results of core studies. To solve this problem, both standard core research methods and special ones can be used. The objective of this work is a detailed study of the processes of hydraulic fracturing using scanning electron microscopy methods (Quattro-C, ThermoScientific, USA). The operating regime for the microscope is the following: voltage 20 kV, the working distance is 10 mm, the current is 1 nA. At the same time, the entire surface of the samples is scanned at magnifications from 100 to 30,000 times (the resolution of the microscope at the last magnification is 0.1 μm).

The electron microscopy results are supplemented with data from X-ray tomography of the core, which allow visualizing large pores and cracks with relatively high disclosure in the sample volume (Efimov et al., 2015; Pakzad et al., 2018). For this task, a Nikon Metrology 125x180 XT scanning unit is used, which makes it possible to visualize cracks with an opening of 20-30 μm or more on a standard core.

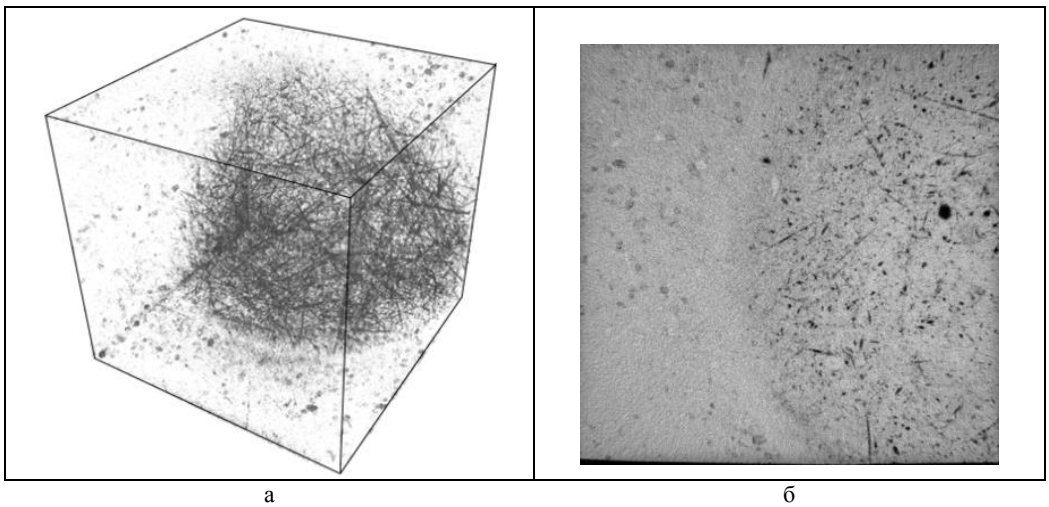
As shown above, Kashiro-Verey formations are characterized by the presence of weakly fractured zones, which in their natural state do not significantly affect the processes of fluid filtration. At the same time, when implementing hydraulic fracturing technology, microcrack systems can be significantly activated. To assess the scale of this process, cubic core samples with a side of 40 mm are made for all four lithotypes of rocks, and experiments on their multiaxial loading are carried out (Karev et al., 2016, 2017).

At the beginning of each experiment cycle, the same pressure on the sample was created from all sides. Compression in experiments for lithotypes 1, 2, and 3 was ranged from 10 to 20 MPa, and did not exceed 10 MPa for lithotype 4. Taking into account the assessment of the effective pressure in the formation conditions of Kashiro-Verey deposits of the order of 12 MPa, the pressure of extremely rigid compression created in experiments is comparable to real reservoir conditions. Then, with the support of constant pressure along two axes (on four faces of the cubic sample), loading along the third axis (on the two remaining faces) was created up to the values of the maximum axial load.

The maximum values of the axial load on the samples in the experiments were, respectively, 40 MPa – for lithotype 1; 80 MPa – for lithotype 2; 100 MPa – for lithotype 3; 140 MPa – for lithotype 4. At the same time, the limit of elastic deformation in the experiments was not exceeded, but the samples could be re-compacted relative to their natural state. In general, the experiments carried out on the cores could be compared with the conditions of hydraulic fracturing in the formation.

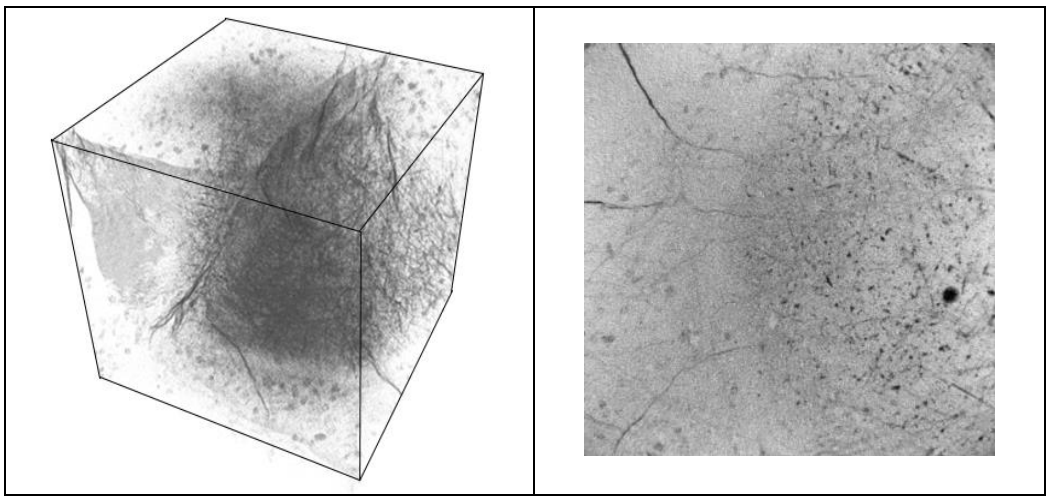
The analysis of the impact of the load on the formation of fracturing are carried out by comparing the state of the cores before and after exposure. In this case, first of all, X-ray tomography data are used. The method of X-ray tomography, in addition to studying the pore space, allows you to visualize the presence of relatively open cracks in the sample volume. At the same time, the capacitive space on the tomograms is highlighted in black, areas with increased X-ray density are white.

X-ray tomography shows that as a result of experiments in lithotypes 2, 3, and 4, intensive formation of hydraulic fracturing cracks occur. Figures 1 and 2 show tomograms of cores for the most problematic lithotype 3 (before and after multiaxial loading). The tomogram of the sample before the multiaxial loading shows a clear difference between the dense and porous parts of the rock, while no extended cracks have been established. Only short non-communicating cracks are visible on the cut in the porous part of the sample (Fig. 1). Existing cracks develop in the porous part, and intensive formation of extended cracks with an opening of about 100 μm occurs in the dense part after loading (Fig. 2).



а б

Fig. 1. Results of X-ray tomography in volume (a) and in section (b) before experiments on multiaxial loading of a lithotype 3 sample



а б

Fig. 2. Results of X-ray tomography in volume (a) and in section (b) after experiments on multiaxial loading of a lithotype 3 sample

3. Results of electron microscopy studies

Microcrackage in the initial samples, recorded on electron microscopic images, is poorly developed in lithotypes 1 and 2. Only short microcracks are present between some microcaverns and pores in them. Microcracks in lithotype 3 are more developed and more diverse. However, these microcracks are usually short (up to 5 μm), and the thickness does not exceed 0.5 μm. As to dense clayey lithotype 4 microcracking is practically absent (Fig. 3).

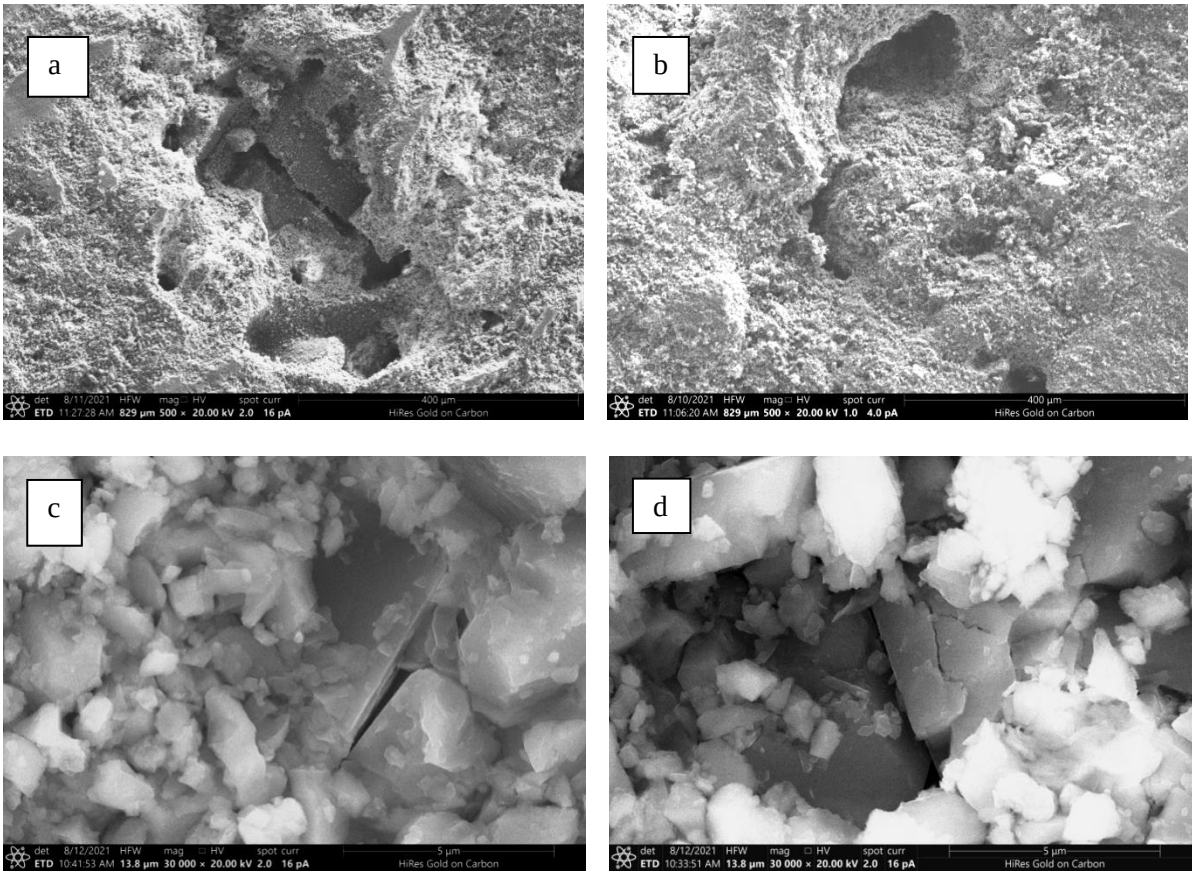


Fig. 3. Typical microcracks in samples before loading: a, b – lithotypes 1 and 2 (respectively); c, d – lithotype 3

After conducting experiments with samples of lithotypes, electron microscopy shows the intensive formation and a wide variety of hydraulic fracturing microcracks. At the same time, the hydraulic fracturing in ***lithotype 1*** is mainly represented by three types of microcracks:

1) a system of microcracks of few, relatively short (length up to 0.3 mm), sometimes strictly parallel and rectilinear, with a thickness of about 3-5 μm;

2) a system of numerous extended microcracks, about 10-20 μm microns thick, weakly branched, connecting microcaverns and pores (Fig. 4);

3) single short (up to 0.2 μm) cracks up to 50 μm thick.

Each of the above systems is confined to certain areas of the sample with a special structure of the hollow-porous space. Thus, pairs of close parallel microcracks are confined to zones of increased porosity. They are usually located in the areas between the converging microcaverns.

Systems of narrow extended microcracks with a thickness of several tens of micrometers appear under the influence of load in areas of reduced porosity and function as connecting channels between micropores. They are oriented in space in a certain direction sub-parallel to each other. Some of them cross the entire experimental sample.

Single short cracks differ from the previous ones with increased thickness (up to 50 μm) with extensions in some areas. They existed in the sample before loading, but were noticeably expanded and somewhat deformed.

Thus, the result of the impact of the load on the lithotype 1 rocks is mainly the formation of connecting channels between microcaverns and thereby an increase in the volume of contacting voids.

The result of the experiment for ***lithotype 2*** is the formation of several systems of hydraulic fracturing microcracks in zones with different permeability. In particular, two systems of microcracks are characteristic of *dense impermeable interlayers*: 1) microcracks extended in space with a thickness of up to 10-20 μm, 2) deep wide (up to 50 μm or more) cracks with branches.

Microcracks of the first type in the sample have a certain orientation (perpendicular to the direction of the load). Cracks can branch in some areas (Fig. 5). At the same time, cases have been noted when a certain section of the microcrack is healed by a newly formed carbonate substance. This fact can be interpreted as follows: previously existing microcracks were expanded and extended under the influence of load.

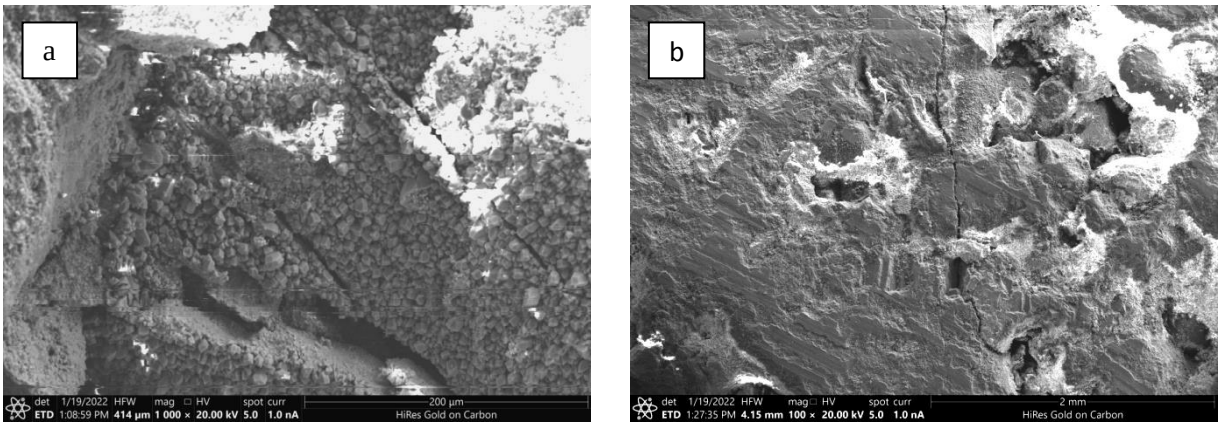


Fig. 4. Typical microcracks in lithotype 1: a – parallel, b – extended, connecting microcaverns and pores

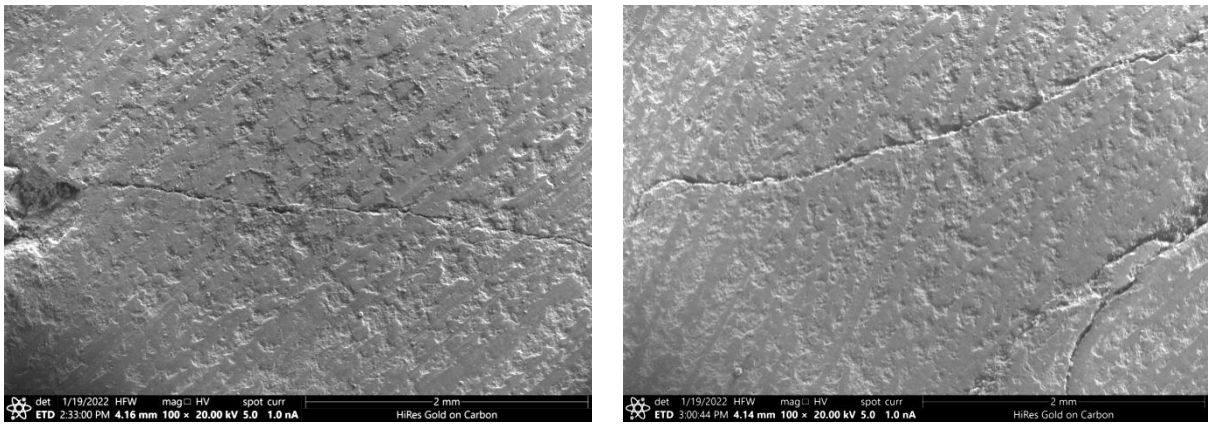


Fig. 5. Extended microcracks in the lithotype 2

Deep cracks with branching and local inflations up to 0.5 mm thick are less frequent and probably fix the areas of the most severely disturbed structure of the sample under the influence of load (Fig. 6).

Porous permeable interlayers are characterized by short or extended microcracks up to 10 μm wide, which usually connect microcaverns and large pores (as in lithotype 1). They have a certain orientation in the sample, coinciding with the general direction of cracks in dense interlayers, and probably reflect the direction of the load (Fig. 7).

Lithotype 3 is characterized by a wide variety of microcracks of different lengths, shapes and depths. Scanning of the sample surface after loading shows the presence of zones of increased cracking and the existence of several generations of microcracks, of which the subsequent ones intersect the earlier ones in the time of formation.

The appearance of deep extended microcracks with inflations up to 250 μm thick of different orientations is noted in *dense impermeable interlayers* (Fig. 8). The presence of three systems of hydraulic fracturing microcracks is noted for *porous zones*: 1) parallel narrow extended, 2) intersecting (Fig. 9), and 3) short connecting "channels" between microcaverns and pores.

The load had the most significant impact on the void space of the rock on ***lithotype 4***, represented by dense limestone. Extended microcracks (through the entire experimental sample) were formed in them after loading with a thickness of up to 100 μm in places, which are often grouped into parallel systems. An attention is drawn to the same orientation in space of all microcracks in the sample of this lithotype (perpendicular to the pressure) (Fig. 10).

4. Discussion of the results and conclusions

Experiments on multiaxial loading of samples, simulating the conditions of the technology of proppant hydraulic fracturing, have shown that complex fracturing microcracks are intensively formed in Kashiro-Verey rocks that are weakly fractured in their natural state during loading.

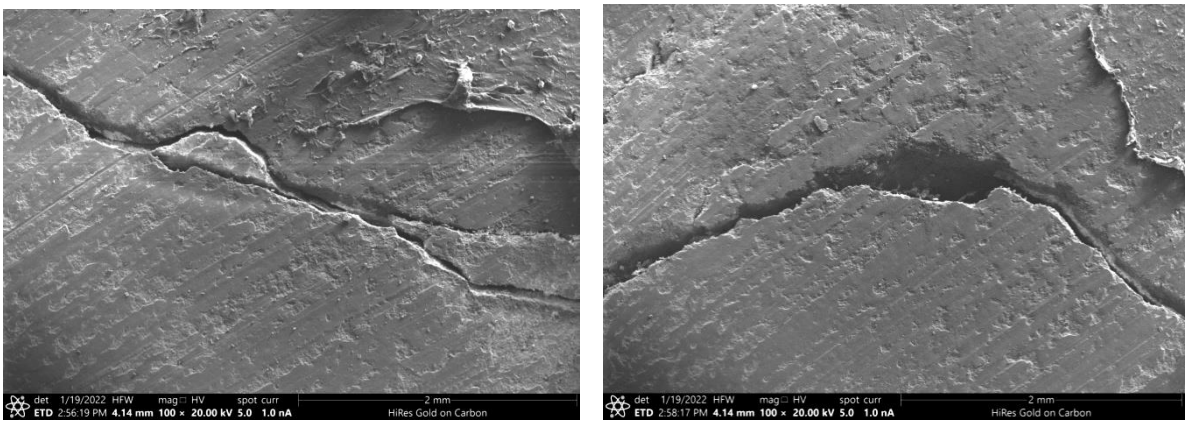


Fig. 6. Deep cracks with inflations and branching

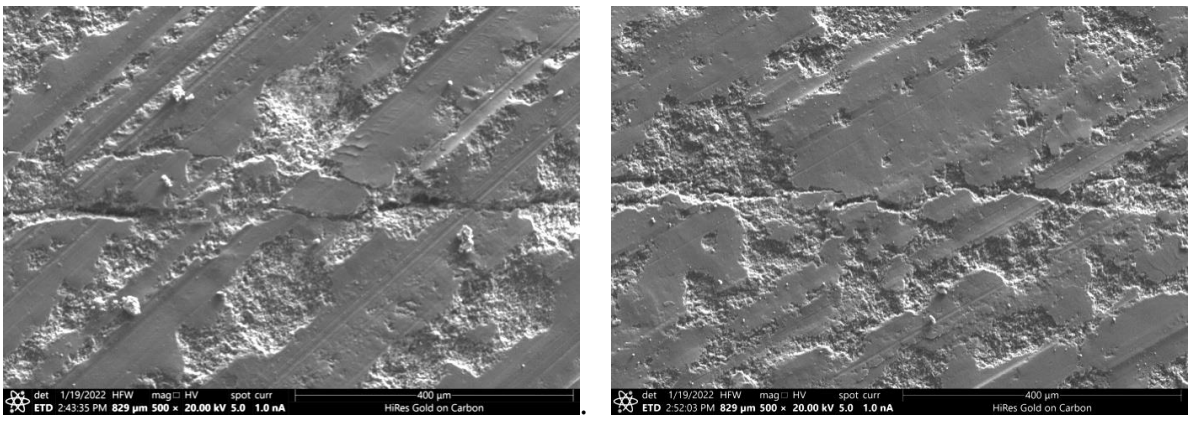


Fig. 7. Extended microcracks in areas of reduced porosity

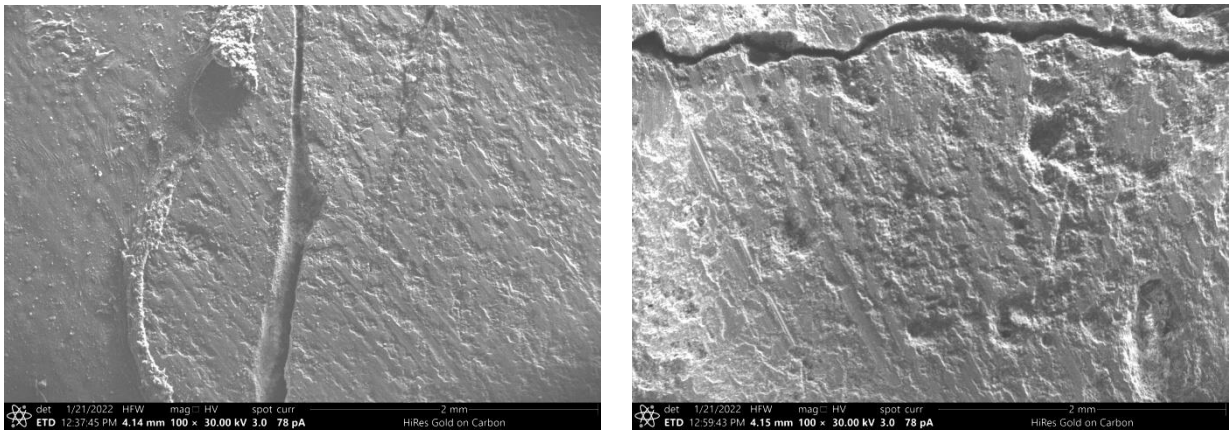


Fig. 8. System of deep extended cracks in dense interlayers of lithotype 3

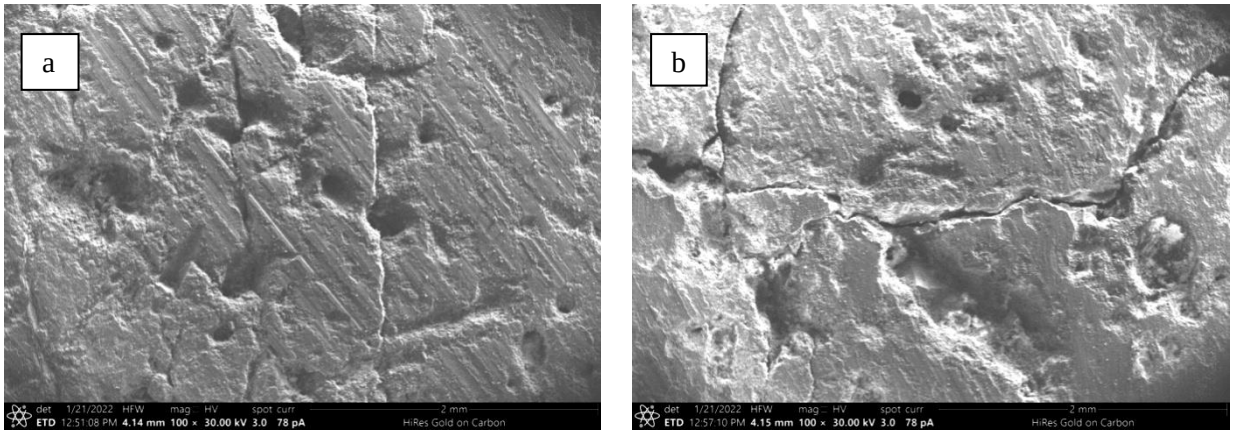


Fig. 9. Microcrack systems in porous interlayers of lithotype 3: a – parallel, b – intersecting

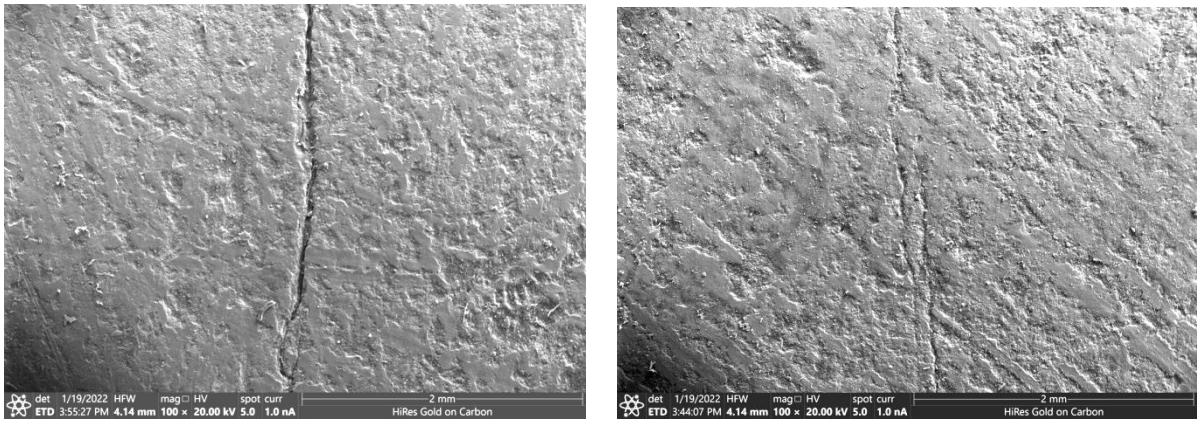


Fig. 10. Typical microcracks in lithotype 4

Combining the methods of X-ray tomography and scanning electron microscopy of the core allows us to establish the appearance of numerous systems of hydraulic fracturing microcracks of various types and lengths. At the same time, electron microscopy makes it possible to study in detail the morphology, orientation in the sample, thickness, frequency of occurrence, and other characteristic parameters of microcracks. The choice facilitates this for experimental studies of various lithotypes of rocks of the studied formation (from permeable to impermeable, and intermediate variants with a different ratio of those and other layers).

It is established that loading affects the interlayers differently depending on their structure and material composition, and the presence of clay and the nature of porosity have the greatest influence. The microcracks of hydraulic fracturing under loading of samples develop to the maximum extent in the densest rocks, in which extended cracks with an opening

of about 100 μm or more are formed. In turn, in the permeable part of the lithotypes, extended, usually narrow (thickness less than 20 μm) rectilinear cracks are also formed, oriented in one direction and connecting neighboring microcaverns and pores. Their strict orientation in space reflects the direction of the load on the samples, but may also be partly due to the hidden microlayering of the rock.

The experiments have confirmed that hydraulic fracturing technology contributes to the interconnection of permeable oil-saturated layers, thereby ensuring the complete extraction of oil from a complex reservoir. The experimental results suggest a high efficiency of using the technology of proppant hydraulic fracturing on Kashiro-Verey deposits with the formation of extended channels for oil filtration.

Acknowledgements. The study was carried out according to the state task of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation FSNM-2020-0027 for performing academic studies for 2020 and the planning period of 2021 and 2022.

REFERENCES

Aliyeva E., Mustafayev K. Petrographic and filtration-volume features of Miocene deposits of the western flank of the South Caspian basin. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 3-15.

Cherepanov S.S. Comprehensive study of fractures in carbonate deposits using the Warren-Root method using seismic facies analysis data (on the example of the Tournais-Famennian deposit of the Ozernoye field. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, No. 14, 2015, pp. 6-12.

Chi H., Li G., Huang Z., Tian S., Song X. Maximum drillable length of the radial horizontal micro-hole drilled with multiple high-pressure water jets. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, 2015, pp. 1042-1049.

Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. J. Wiley and Sons. New York, USA, 2006, 856 p.

Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskiy Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. Ecology, Environment and Conservation, Special Issue, Vol. 21, 2015, pp. 79-85.

Fjær E., Holt R., Horsrud P., Raaen A. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam, 2008, 491 p.

Galkin S.V., Kochnev A.A., Zotikov V.I. Estimate of radial drilling technology efficiency for the bashkir operational oilfields objects of Perm Krai. Journal of Mining Institute, Vol. 238, 2019, pp. 410-414.

Galkin S.V., Savitskiy Ia.V., Kolychev I.Yu., Votinov A.S. Prospects for the application of proppant hydraulic fracturing at Kashiro-Verey operational facilities Volga-Ural oil and gas province. SOCAR Proceedings, No. 2, 2021, pp. 257-265 (in Russian).

Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. Depth distribution of petrophysical properties of mesozoic sediments of Khizi tectonİc zone. Geomodel 2021 – Proceedings of the 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Vol. 2021, pp. 1-6, 2021a, DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157038.

Gurbanov V.S., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.

Gurbanov V.Sh., Narimanov N.R., Nasibova G.J., Mukhtarova Kh.Z., Narimanov R.N., Huseynova Sh.M. Qualitative assessment of compressional stresses within the South Caspian Megadepression and their impact upon structure formation and hydrocarbon generation. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2021b, pp. 39-49.

Ibatullin R.R., Salimov V.G., Nasybullin S.V., Salimov O.V. Experimental study of rock crackness. Neftyanoe khozyastvo, No. 6, 2009, pp. 54-57 (in Russian).

Kanevskaya V.D. Foreign and native experience of application of rock hydraulic fracturing. VNIIOENG. Moscow, 1998, 37 p. (in Russian).

ЛИТЕРАТУРА

Воеводкин В.Л., Антонов Д.В. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти каширо-верейского горизонта как один из факторов роста добычи нефти в Пермском крае. Тез. докл. межд. научно-практ. конф. Изд-во «Нефтяное хозяйство». Москва, 2021, с. 6-8.

Галкин С.В., Савицкий Я.В., Колычев И.Ю.,. Вотинов А.С. Перспективы применения пропантного гидроразрыва пласта на Каширо-Верейских эксплуатационных объектах Волго-Уральской нефтегазоностной провинции. SOCAR Proceedings, Special Issue No. 2, 2021, pp. 257-265.

Здольник С.Е., Некипелов Ю.В., Гапонов М.А. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». Нефтяное хозяйство, No. 7, 2016, с. 92-95.

Ибатуллин Р.Р., Салимов В.Г., Насыбуллин С.В., Салимов О.В. Экспериментальное изучение трещиноватости горных пород. Нефтяное хозяйство, No. 6, 2009, с. 54-57.

Каневская В.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. ВНИИОЭНГ. Москва, 1998, 37 с.

Насыбуллин О.В., Салимов В.Г, Салимов О.В. Влияние множественных трещин в дальней зоне на успешность операций гидроразрыва пластов. Нефтепромысловое дело, No. 10, 2010, с. 24-27.

Салимов В.Г., Ибрагимов А.В., Насыбуллин О.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. Изд-во «Нефтяное хозяйство». Москва, 2013, 472 с.

Топал А.Ю., Усманов Т.С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Нефтяное хозяйство, No. 3, 2018, с. 34-37.

Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Недра. Москва, 1986, 165 с.

Яркеева Н.Р., Хазиев А.М. Применение гидроразрыва пласта для идентификации притока нефти в скважинах. Разработка нефтяных и газовых месторождений, Т. 16, No. 5, 2018, с. 30-36.

Aliyeva E., Mustafayev K. Petrographic and filtration-volume features of Miocene deposits of the western flank of the South Caspian basin. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 3-15.

Cherepanov S.S. Comprehensive study of fractures in carbonate deposits using the Warren-Root method using seismic facies analysis data (on the example of the Tournais-Famennian deposit of the Ozernoye field. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, No. 14, 2015, pp. 6-12.

Chi H., Li G., Huang Z., Tian S., Song X. Maximum drillable length of the radial horizontal micro-hole drilled with multiple high-pressure water jets. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 26, 2015, pp. 1042-1049.

Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. J. Wiley and Sons. New York, USA, 2006, 856 p.

Karev V.I., Klimov D.M., Kovalenko Y.F., Ustinov K.B. Fracture of sedimentary rocks under a complex triaxial stress state. Mechanics of Solids, Vol. 51, No. 5, 2016, pp. 522-526.

Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B. Modeling deformation and failure of anisotropic rocks nearby a horizontal well. J. Min. Sci., Vol. 53, No. 3, 2017, pp. 425-433.

Laubach S.E., Reed R.M., Olson J.E., Lander R.H., Bonnel L.M. Coevolution of crack-seal texture and fracture porosity in sedimentary rocks: cathodoluminescence observations of regional fractures. Journal of Structural Geology, Vol. 26, No. 5, 2004, pp. 967-982.

Martyushev D.A., Galkin S.V., Shelepov V.V. The Influence of the rock stress state on matrix and fracture permeability under conditions of various lithofacial zones of the Tournaisian–Fammenian oil fields in the Upper Kama Region. Moscow University Geology Bulletin, Vol. 74, No. 6, 2019, pp. 573-581.

Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. Petroleum Research, Vol. 6, No. 2, 2021, pp. 137-143.

Muther T., Nizamani A.A. and Ismail A.R. Analysis on the effect of different fracture geometries on the productivity of tight gas reservoirs. Malaysian Journal of Fundamental and Applied Sciences, Vol. 16, No. 2, 2020, pp. 201-211.

Nasybullin O.V., Salimov V.G., Salimov O.V. Influence of plural cracks in distant zone on success of operations of hydraulic fracturing.Oilfield Engineering. Vol. 10, 2010, pp. 24-27 (in Russian).

Novikov V.A. Method for forecasting the efficiency of matrix acid treatment of carbonate. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, Vol. 21, No. 3, 2021, pp.137-143.

Novikov V.A., Martyushev D.A. Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm region fields. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, Vol. 20, No. 1, 2020, pp. 72-87.

Pakzad A., Iacoviello F., Ramsey A., Speller R., Griffiths J. et al. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator. PLoS ONE, Vol. 13, No. 11, 2018.

Penny G.S., Canway M.L., Wellington L. Control and modeling of fluid leakoff during hydraulic fracturing. Journal of Petroleum Technology, Vol. 37, No. 6, 1985, pp. 1071-1081.

Raspopov A.V., Kondratiev S.A., Sharafeev R.R., Novokreschennykh D.V., Drozdov S.A. Experience of hydraulic fracturing in oil fields of the Perm region, the Komi Republic and the Nenets autonomous district. Oil Industry, Vol. 8, 2019, pp. 48-51.

Salimov V.G., Ibragimov A.V., Nasybullin O.V., Salimov O.V. Hydraulic fracturing of carbonate rocks. Moscow. Oil Industry, 2013, 472 p. (in Russian).

Smith M.B., Shlyapobersky J.W. Basics of hydraulic fracturing. In: Economides M.J., & Nolte K.G. (Eds.). Reservoir stimulation. 3rd Edition. 2000, pp. 5-1 to 5-28.

Topal A.Y., Usmanov T.S., Zorin A.M., Hidar A.M., Gorin A.N. Application of acid-proppant hudraulic fracturing for deposits of OJSC "Udmurtneft". Neftyanoe khozyastvo, No. 3, 2018, pp. 34-37 (in Russian).

Voevodkin V.L., Antonov D.V. Involvement in development of hard-to-recover oil reserves of the Kashiro-Vereisky horizon as one of the factors for the growth of oil production in the Perm region. Proc. of the International Scientific and Practical Conference. Publishing house "Oil industry". Moscow, 2021, pp. 6-8 (in Russian).

Votinov A.S., Seredin V.V., Kolychev I.Yu., Galkin S.V. Possibilities of accounting the fracturing of Kashiro-Vereyskian carbonate objects in planning of proppant hydraulic fracturing. Journal of Mining Institute, Vol. 252, 2021, pp. 861-871.

Efimov A.A., Galkin S.V., Savitckiy Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. Ecology, Environment and Conservation, Special Issue, Vol. 21, 2015, pp. 79-85.

Fjær E., Holt R., Horsrud P., Raaen A. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam, 2008, 491 p.

Galkin S.V., Kochnev A.A., Zotikov V.I. Estimate of radial drilling technology efficiency for the bashkir operational oilfields objects of Perm Krai. Journal of Mining Institute, Vol. 238, 2019, pp. 410-414.

Gurbanov V.S., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.

Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. Depth distribution of petrophysical properties of mesozoic sediments of Khizi tectonİc zone. Geomodel 2021 – Proceedings of the 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Vol. 2021, pp. 1-6, 2021a, DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157038.

Gurbanov V.Sh., Narimanov N.R., Nasibova G.J., Mukhtarova Kh.Z., Narimanov R.N., Huseynova Sh.M. Qualitative assessment of compressional stresses within the South Caspian Megadepression and their impact upon structure formation and hydrocarbon generation. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2021b, pp. 39-49.

Karev V.I., Klimov D.M., Kovalenko Y.F., Ustinov K.B. Fracture of sedimentary rocks under a complex triaxial stress state. Mechanics of Solids, Vol. 51, No. 5, 2016, pp. 522-526.

Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B. Modeling deformation and failure of anisotropic rocks nearby a horizontal well. J. Min. Sci., Vol. 53, No. 3, 2017, pp. 425-433.

Laubach S.E., Reed R.M., Olson J.E., Lander R.H., Bonnel L.M. Coevolution of crack-seal texture and fracture porosity in sedimentary rocks: cathodoluminescence observations of regional fractures. Journal of Structural Geology, Vol. 26, No.5, 2004, pp. 967-982.

Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. Petroleum Research, Vol. 6, No. 2, 2021, pp. 137-143.

Martyushev D.A., Galkin S.V., Shelepov V.V. The Influence of the rock stress state on matrix and fracture permeability under conditions of various lithofacial zones of the Tournaisian–Fammenian oil fields in the Upper Kama Region. Moscow University Geology Bulletin, Vol. 74, No. 6, 2019, pp. 573-581.

Muther T., Nizamani A.A. and Ismail A.R. Analysis on the effect of different fracture geometries on the productivity of tight gas reservoirs. Malaysian Journal of Fundamental and Applied Sciences, Vol. 16, No. 2, 2020, pp. 201-211.

Novikov V.A. Method for forecasting the efficiency of matrix acid treatment of carbonate. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, Vol. 21, No. 3, 2021, pp.137-143.

Novikov V.A., Martyushev D.A. Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm region fields. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, Vol. 20, No. 1, 2020, pp. 72-87.

Pakzad A., Iacoviello F., Ramsey A., Speller R., Griffiths J. et al. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator. PLoS ONE, Vol. 13, No. 11, 2018.

Penny G.S., Canway M.L., Wellington L. Control and modeling of fluid leakoff during hydraulic fracturing. Journal of Petroleum Technology, Vol. 37, No. 6, 1985, pp. 1071-1081.

Raspopov A.V., Kondratiev S.A., Sharafeev R.R., Novokreschennykh D.V., Drozdov S.A. Experience of hydraulic

Usachev P.M. Hydraulic fracturing of rock. Nedra. Moscow, 1986, 165 p. (in Russian).

Wright R., Muma R.D. High volume hydraulic fracturing and human health outcomes. A Scoping Review. Journal of Occupational and Environmental Medicine, Vol. 60, No. 5, 2018, pp. 424-429.

Yarkeeva N.R., Khaziev A.M. Application of hydraulic fracturing on identification for oil afflux in wells. Development of oil and gas fields, Vol. 16, No. 5, 2018, pp. 30-36 (in Russian).

Zdolnik S.E., Nekipelov Y.V., Gaponov M.A. Introduction of new technologies of hydraulic fracturing at carbonate objects of PJSC JSOC "Bashneft". Neftyanoe khozyastvo, No. 7, 2016, pp. 92-95 (in Russian).

fracturing in oil fields of the Perm region, the Komi Republic and the Nenets autonomous district. Oil Industry, Vol. 8, 2019, pp. 48-51.

Smith M.B., Shlyapobersky J.W. Basics of hydraulic fracturing. In: Economides M.J., & Nolte K.G. (Eds.). Reservoir stimulation. 3rd Edition. 2000, pp. 5-1 to 5-28.

Votinov A.S., Seredin V.V., Kolychev I.Yu., Galkin S.V. Possibilities of accounting the fracturing of Kashiro-Vereyskian carbonate objects in planning of proppant hydraulic fracturing. Journal of Mining Institute, Vol. 252, 2021, pp. 861-871.

Wright R., Muma R.D. High volume hydraulic fracturing and human health outcomes. A Scoping Review. Journal of Occupational and Environmental Medicine, Vol. 60, No. 5, 2018, pp. 424-429.

ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА КАШИРО-ВЕРЕЙСКИХ ПОРОД МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ

Галкин С.В.[1], Савицкий Ю.В.[1], Осовецкий Б.М.[2], Казымов К.П.[2], Гурбанов В.Ш.[3], Гасанов А.Б.[3], Аббасова Г.Г.[4], Казымов Р.Р.[5]

[1]Пермский Национальный исследовательский Политехнический Университет, Пермь, Россия
614990, Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29
[2]Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия
614990, Пермь, ул. Букирева, 15,
[3]Институт нефти и газа Национальной Академии наук Азербайджана
AZ1000, г. Баку, ул. Ф. Амирова, 9: vaqifqurbanov@mail.ru
[4]Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
AZ1010, Баку, просп. Азадлыг, 20
[5]Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана
AZ1143, г.Баку, просп. Г.Джавида, 119

Резюме. Методами рентгеновской томографии керна и сканирующей электронной микроскопии изучена трещиноватость карбонатных пород каширо-верейской свиты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В пределах нефтеносной толщи описаны литологические и структурные особенности горных пород. Выделены четыре литотипа, которые различаются по степени глинистости материала, характеру пустотного пространства и коллекторским свойствам. Применено экспериментальное моделирование воздействия технологии пропантного гидроразрыва пласта на образцы керна. Детально изучено изменение трещиноватости горных пород под действием нагрузки на образцы, установлены различия данных процессов для каждого из рассмотренных литотипов. Установлено, что нагрузка по-разному влияет на прослойки в зависимости от их структуры и вещественного состава, причем наибольшее влияние оказывает наличие глины и характер пористости. Микротрещины гидроразрыва при нагружении образцов максимально развиваются в наиболее плотных породах, в которых образуются протяженные трещины с раскрытием около 100 мкм и более. В свою очередь, в проницаемой части литотипов также образуются протяженные, обычно узкие (толщиной менее 20 мкм) прямолинейные трещины, ориентированные в одном направлении и соединяющие соседние микрокаверны и поры. Их строгая ориентация в пространстве отражает направление нагрузки на образцы, но отчасти может быть обусловлена и скрытой микрослоистостью породы. В результате сделан вывод о формировании в процессе гидроразрыва дополнительных сквозных каналов фильтрации флюидов в пласте. Полученные результаты экспериментального исследования позволяют повысить эффективность применения технологии гидроразрыва пласта при эксплуатации каширо-верейских эксплуатационных объектов.

Ключевые слова: *трещины гидроразрыва, карбонатный коллектор, керн, рентгеновская томография, электронная микроскопия, пропантный гидроразрыв пласта*

ELEKTRON MİKROSKOP ÜSULU İLƏ KAŞİR-VEREYA SÜXURLARININ HİDRAVLİK PARÇALANMASININ ƏTRAFLI TƏDQİQİ

Qalkin S.V.[1], Savitskiy Y.V.[1], Osovetski B.M.[2], Kazımov K.P.[2], Qurbanov V.Ş.[3], Həsənov Ə.B.[3], Abbasova Q.Q.[4],Kazımov R.R.[5]

[1] Perm Milli Tədqiqat Politexnik Universiteti, Perm, Rusiya
614990, Rusiya, Perm, Komsomol prosp., 29
[2]Perm Milli Dövlət Tədqiqat Universiteti, Perm, Rusiya
614990, Rusiya, Perm, Bukirev küç.,15
[3]AMEA Neft və qaz İnstitutu
AZ1000, Azərbaycan, Bakı şəhəri, F.Əmirov küçəsi, 9: vaqifqurbanov@mail.ru
[4]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
AZ1010, Bakı şəh.,Azadlıq prosp., 20
[5]Azərbaycan MEA, Geologiya və Geofizika İnstitutu
AZ1143, Bakı şəh., H. Cavid pr. 119

Xülasə. Volqa-Ural neft-qaz vilayətinin Kaşir-Vereya lay dəstəsinin karbonatlı süxurlarının qırılmaları kernlərin rentgen tomoqrafiyası və skaner elektron mikroskopiya üsulları ilə tədqiq edilmişdir. Süxurların litoloji və struktur xüsusiyyətləri neftli laylar daxi-

lində təsvir edilmişdir. Dörd litotip müəyyən edilmişdir ki, bunlar nümunələrin gilliliyin dərəcəsinə, məsamələrin təbiətinə və kollektorların xüsusiyyətlərinə görə fərqlənir. Proppant hidravlik parçalanmanın seçilmiş nümunələrə təsirinin eksperimental modelləşdirilməsi tətbiq edilmişdir. Nümunələrdə yükün təsiri nəticəsində qırılmaların fərqi ətraflı öyrənilmiş, nəzərdən keçirilən litotiplərin hər biri üçün bu proseslərdə xüsusiyyətlər müəyyən edilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, yüklənmə ara qatlarının strukturundan və maddə tərkibindən asılı olaraq müxtəlif təsirlər göstərir, gilin olması və məsaməliliyin xarakteri isə əlavə təsir göstərir. Nümunələrin yüklənməsi nəticəsində hidravlik qırılma mikroçatları, təxminən 100 mkm və ya daha çox açılışı olan uzanan çatların əmələ gəldiyi yüksək sıxlı süxurlarda maksimum inkişaf edir. Öz növbəsində, litotiplərin keçirici hissəsində davamlı, adətən dar (qalınlığı 20 mkm-dən az) düzxətli qırılmalar da əmələ gəlir, onlar bir istiqamətə yönəldilir və daxildəki mikrokavernaları və məsamələri birləşdirirlər. Qırılmaların istiqamətlənmiş oriyentasiyası təsir edən yükün istiqamətini əks etdirir, lakin bu qismən süxurun gizli mikrotəbəqələnməsi ilə əlaqədar ola bilər. Nəticədə belə qənaətə gəlindi ki, hidravlik parçalanma zamanı layda əlavə maye süzülmə kanalları əmələ gəlir. Eksperimental tədqiqatın əldə edilmiş nəticələri Kashiro-Vereya sənaye obyektlərinin istismarında hidravlik parçalanma texnologiyasının tətbiqinin səmərəliliyini artırmağa imkan verir.

***Açar sözlər**: hidravlik parçalanma, karbonatlı kollektor, kern, rentgen tomoqrafiyası, elektron mikroskopiya, proppant hidravlik parçalanma*

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

A SPECIFIC FEATURES OF SHALE COMPACTION IN THE AZERBAIJAN SECTOR OF THE SOUTH CASPIAN BASIN

Suleymanov E.T.[1], Yusifov M.H.[2], Bunyatov A.A.[3], Majidova A.N.[4]

[1]SOCAR, Integrated Drilling Trust
Aga Neymatulla Street, 105, Baku, Azerbaijan: elnur.suleymanov@socar.az
[2]Institute of Oil and Gas of Azerbaijan National Academy of Sciences
9, F.Amirov, Baku, AZ 1000, Azerbaijan: yusifovmehman_1954@mail.ru
[3]Middle East Technical University, Northern Cyprus Campus, 99738 Kalkanlı, Güzelyurt, Turkish Republic of Northern Cyprus: adnan.buny@gmail.com
[4]Azerbaijan State Oil and Industry University
Dilara Aliyeva Str., 220, Baku, Azerbaijan: mecidova.afaq@mail.ru

Keywords: *South Caspian Basin, Baku Archipelago, productive series, shale deposits, abnormally high shale porosity, abnormally high pore pressure, shale compaction, drilling problems*

Summary. The South Caspian Basin (SCB) covering a small area experienced intensive subsidence in the lower Pliocene and was isolated from the world ocean. The structures of the Baku Archipelago have one of the world's most complex geological conditions for drilling, with rocks in the near well-bore area squeezed into the wellbore (the so-called well filling) when drilling through shales in the productive series, which account for as much as 90% of the Archipelago. Well filling leads to problems and accidents and triggers drilling mud blowouts and water/gas kicks, which often results in well abandonment.

The primary cause for well filling is abnormally high pore pressures in the cross-section of the structures, with gradients close to geostatic pressure gradients; such pressures are typical of thick shale strata. A study of shales found that shale porosity remained exceptionally high at great depths due to delays in shale compaction, the shortage of de-stressed zones and high rates of sediment subsidence.

Based on the core studies and measurements while drilling, various parameters were analyzed, including the density and porosity of shale samples taken in different years while drilling on the Baku Archipelago, in particular on the Umid structure. The compaction curve was plotted, and a potential zone of abnormally high pore pressures was delineated.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

1. Introduction

It is known that the South Caspian Basin (SCB) covering a small area experienced intensive subsidence in the lower Pliocene and was isolated from the world ocean. As in all isolated basins, the basin's substantial subsidence was compensated by intensive sedimentation. Sediments were deposited from eroded mountain structures and land mass surrounding the basin, as well as quartz-rich terrigenous rocks from the Russian Platform inwashed by the Paleo-Volga. As a result, a productive series (PS) 6 to 7 km thick was formed over a relatively short period of time, approximately 4.2 million years. It should be noted that, according to research data, shales and sands account for 40 and 60% in the productive series in the Absheron Archipelago and the Absheron Ridge respectively, whereas PS in the Baku Archipelago consists of 80% shale.

The thick shale sequence was the reason for abnormally high reservoir and pore pressures (AHPP), which lead to numerous deep drilling problems.

Shale deposits and problems related to abnormally high pressures in the productive series of the South Caspian Basin have always been in the focus of geoscientists, especially those who advocate the hypothesis that hydrocarbons are of biogenic origin. Shales were brought into a sharper focus when the relationship between gas presence and shale volume had been established. Due to the above factors, the required analyses and predictions are difficult to make, which renders it more important and relevant to study the available data in depth, using state-of-

the-art hardware, software, and mathematical tools and their best application practices.

2. Overview of the geology of the South Caspian Petroleum Basin and the nature of abnormally high pore pressures

The comparison of geological sections of PS for the Absheron Ridge, the Absheron Archipelago and the Baku Archipelago comprising the South Caspian Basin revealed that their lithofacies composition were markedly different. Whereas shales and sands account for 40 and 60% in the productive series in the Absheron Archipelago and the Absheron Ridge respectively, the productive series in the Baku Archipelago consists of 80% shale (Халилов, Балаев, 1981; Мехтиев, Юсифов, 1982).

Shale deposits in the productive series of the South Caspian Basin have always been in the focus of geoscientists, especially those who advocate the hypothesis that hydrocarbons are of biogenic origin. Shales were brought into a sharper focus when the relationship between gas presence and shale volume had been established. After many years of dedicated research, it was found that the thickness of the shale section and gas content increased in the direction of regional subsidence of PS deposits, i.e. from north to south and from west to east. At the same time, it was found that the quality of reservoirs containing commercial hydrocarbons deteriorated from north to south and improved from west to east (Александров, 1987).

Based on these findings, exploration areas were selected, which led to the discovery of major offshore gas condensate fields such as Bakhar, Khara Zirya deniz, Shakhdeniz, Umid, Absheron, etc.

On the one hand, the thick shale sequence was considered a positive factor for gas condensate exploration; on the other hand, it gave rise to abnormally high reservoir and pore pressures, which led to numerous problems during deep drilling (Мехтиев, Юсифов, 1982; Александров, 1987).

A study of shales in the top section of the productive series (Surakhany, Sabunchu and Balakhany Formations) of the Baku Archipelago, which consists of a shale sequence approx. 4,000 m thick with rare thin sand/siltstone layers, revealed that shales had abnormally high porosity at great depths (see the table below).

Most researchers rightly believe that abnormally high porosity of shales is a driving force behind abnormally high pore pressures, which in their turn are the result of a substantial delay in shale compaction.

It is known that in the process of diagenesis and catagenesis, sediments are compacted, their thickness reduces and their density increases under increasing pressure due to lower porosity. Experiments have proved that shale sediments have the highest compactibility.

In the South Caspian Basin in general and the Baku Archipelago in particular, during PS sedimentogenesis, especially in the Surakhany, Sabunchu and Balakhany periods, the paleogeographic environment contributed to the accumulation of thick shale strata given the shortage of zones for fluid outflux, i.e. sand and siltstone. Under these conditions, pore water saturating the shales was under constantly increasing geostatic pressure equal to the product of the overburden column height and average overburden density. Fluids saturating the shales took the pressure, and further shale subsidence occurred with overburden and pore fluid pressure being approximately equal. Despite the subsidence to a depth of 5-6 km and increasing geostatic pressure even at great depths, the porosity of the shales remained high, given elastic compression of fluids (Халилов, Балаев, 1981). For example, the highest shale porosity of 37.5% was recorded in 5,113-5,118 m interval in Well 4 drilled in the Umid area, which, along with Khara-Zire deniz, has the highest shale thickness (see the table below).

The nature of abnormally high pore pressure is described in detail by N.Yu.Khalilov et al.; new data on shales acquired in recent years due to the increase in well depth and the discovery of new hydrocarbon deposits confirmed the relationship between high pore pressures and the exceptionally complex geology of the Baku Archipelago.

The genetic nature of abnormally high pore pressure is closely related to shale thickness and lithology variations. Even within the same South Caspian Basin, there are huge differences in absolute pore pressure values and gradients in two adjacent provinces, the Baku and Absheron Archipelagos. While the structures in the Baku Archipelago consist of 80% (and sometimes 90%) shales and have pore pressure gradients close to overburden gradients (Добрынин, Серебряков, 1978), the Absheron Archipelago has much less shale and a lot more sand reservoirs; shale porosity here is substantially lower, and pore pressure gradients are rarely higher than conditional hydrostatic pressure gradients.

Another reason why shale porosity remains high at great depths is a high rate of sediment subsidence (Халилов, Балаев, 1981; Александров, 1987) or SCB bottom sagging rate. It is assumed that the rate of sediment subsidence can be expressed as the quotient from the division of sediment thickness by the duration of epochs. Although recent studies have revised the age of the productive series downwards, we used the maximum sedimentation time of million years to calculate the subsidence rate for PS upper stratigraphic units, as recommended by famous scientist F.I.Samedov.

Table 1

The results of the analysis of shale rock samples taken from well sections of the Baku Archipelago

No.	Area	Well No.	Shale sampling interval, m	Porosity, %		Shale volume, %
				for the well	average	
1	Sangachaly deniz	4	2618-2622	12.5	12.6	70
2		28	3065-3069	11.8		
3		4	3084-3087	13.3		
4		4	3168-3171	13.5		
5		28	3185-3187	12.1		
6	Duvanny deniz	60	2564-2568	13.2	14.2	75
7		24	2826-2829	11.9		
8		48	3122-3125	13.5		
9		82	3795-3799	18.0		
10		82	3916-3920	14.0		
11	Khara-Zire adasy	92	3813-3819	13.0	14.9	75
12		75	4,003-4005	12.6		
13		74	4142-4144	14.1		
14		74	4738-4742	16.5		
15		75	4051-4055	13.1		
16	Umid	4	5113-5118	37.5	18.1	90
17		4	5455-5460	15.8		
18		6	5527-5532	9.5		
19		4	5979–5984	9.7		
20	Khara-Zire adasy	16	3009-3013	19.1	18.2	90
21		7	4108-4112	18.6		
22		7	5088-5091	17.0		
23		30	6025-6026	18.0		
24	Khamamdag deniz	7	4017-4021	13.6	18.7	90
25		13	4444-4449	22.4		
26		5	4585-4590	16.4		
27		13	4860-4864	22.3		
28	Sangi-Mugan	16	2806-2809	17.7	18.1	90
29		17	3770-3773	13.5		
30		8	3908-3911	13.5		
31		9	4392-4397	20.0		
32		8	4595-4600	16.0		

By our calculations, the subsidence rate for PS upper formations in the Umid and Khara-Zire deniz areas (more than 4,000 m thick) equals 0.2 m per 100 years, which is by an order of magnitude greater than the theoretical sagging rate in geosyncline zones calculated by famous scientist V.V.Belousov. We believe that such a high rate could not be only the result of the overburden sediment pressure. The subsidence rate was definitely affected by endogenous tectonic processes.

It is obvious that exceptionally high subsidence rates of shale sediments that form the top of the productive series, coupled with the lack of de-stressed zones, have led to a substantial delay in compaction and contributed to maintaining abnormally high shale porosity on the structures of the Baku Archipelago. The geologic cross-section for the Absheron Archipelago and the Absheron Ridge features alternating sand and shale; sediment subsidence rates are almost the same, but shale porosity is much lower and close to the values from curves by J. Weller and N.V. Vassoevich, which are typical of normal shale compaction. This is why there are no extreme AHPP shows in shales, and the conditions for deep drilling are moderate.

The table shows shale porosities obtained during the laboratory analyses of cores from wells drilled on the Baku Archipelago. As can be seen from the table and Figure 1, shale porosity does not decrease with depth, as it should in case of normal compaction. In fact, it is quite the opposite: porosity increases with the thickness of the shale section. Thus, the maximum values of average porosity (18.1 to 18.7%) were found in the areas where the PS section was shaled out most (90%) in the Khara-Zire deniz, Khamamdag-deniz and Umid areas. The data

in the table confirm the known trend of shale porosity increasing in the direction of regional subsidence of PS deposits, i.e. from the northwest to the southeast, from Sangachaly deniz (12.6%) to Umid (18%). Another trend was also confirmed: shale porosity increases from north to south, from Sangachaly deniz (12.6%) to Sangi-Mugan (16.1%), as can be seen in Figure 2 showing porosity distribution. This data is shown in Figure 1, which demonstrates that PS shale porosities for the Baku Archipelago are on the right side of the shale compaction curves by J. Weller and N.V. Vassoevich. Actual porosity values exceed theoretical ones at relevant depths with normal shale compaction. It proves that there is a significant delay in compaction and that shale porosity remains abnormally high.

Notably, porosity in the thick shale sequence of the productive series in the Baku Archipelago does not decrease with depth; on the contrary, it reaches a maximum in the shales 200-300 m before the top of Horizon V (in the Garadag breakdown) and then decreases. Thus, there is a limited possibility for fluid release in Khara-Zire deniz, Umid and Sangi-Mugan, where the top section of the productive series contains shales 3000-4000 m thick, because there are no sand reservoirs in the top section that would receive the fluid released from the shales or their number is limited and they are very thin.

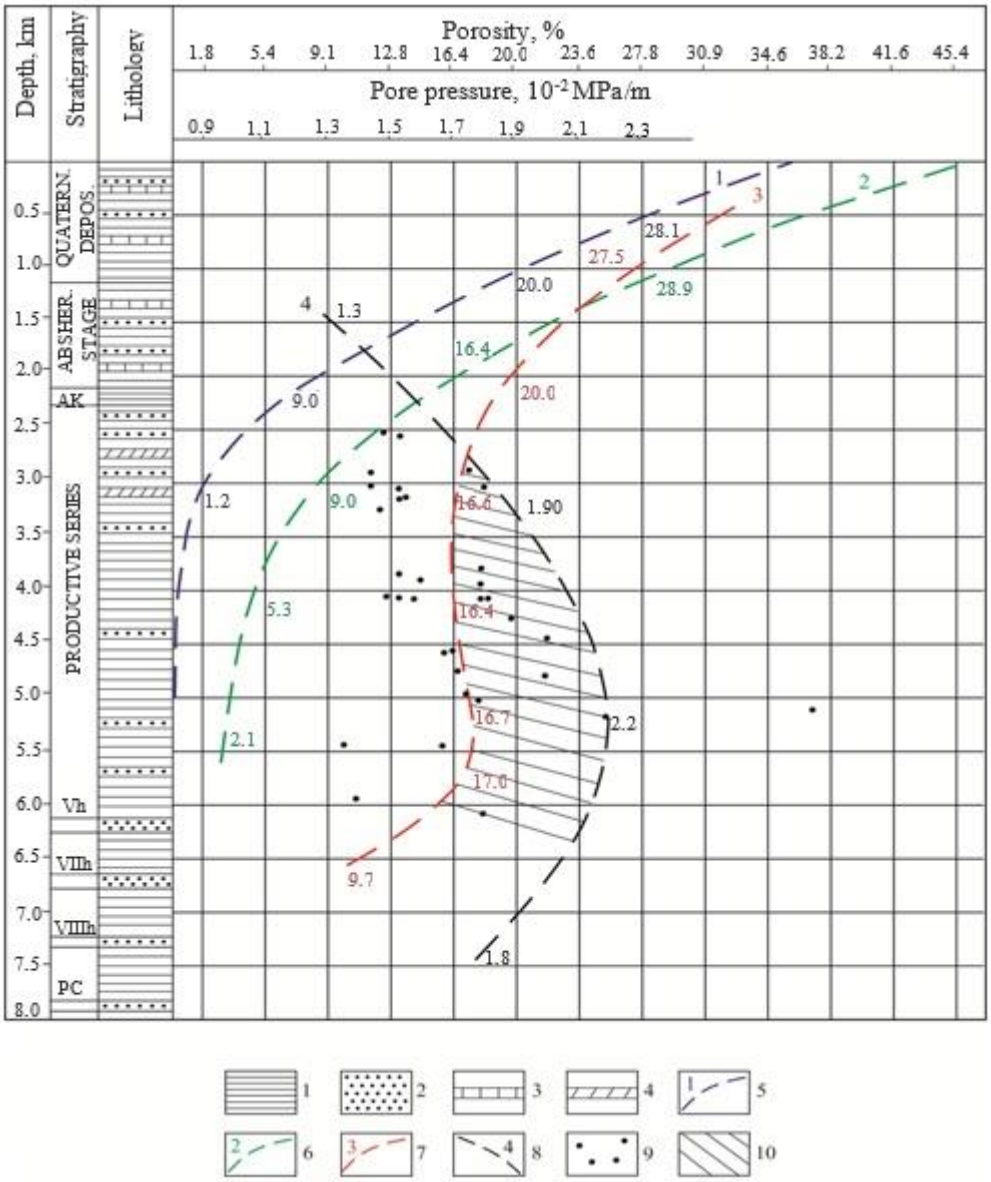


Fig. 1. Compaction vs. pore pressure curves:
1 – shale; 2 – sand, sandstone; 3 – limestone; 4 – evaporite; 5 – shale compaction curve by J. Weller; 6 – shale compaction curve by N.V. Vassoevich; 7 – actual shale compaction curve; 8 – AHPP gradients curve; 9 – shale porosity depths (from cores); 10 – zones of potential extreme AHPP shows

A partial decrease in shale porosity before horizon V can be attributed to a sand layer 20-30 m thick at the top of the horizon; the pore fluid from the overlying shales was released to the layer. Minimum porosity values are typical of shales in contact with thick reservoirs, e.g. between horizons V and VII (Figure 1). A delay in shale compaction in the top section of the productive series has led to consistently high porosity; the fluid saturating the shales took the overburden pressure (geostatic pressure), which resulted in abnormally high pore pressures in the shales, with maximums close to geostatic pressures. Abnormally high reservoir pressures develop in thick shale sequences in rare thin sand/siltstone layers as a result of fluids being released from shales; such pressures have a "cumulative" effect, and their gradients are also close to geostatic pressure gradients. Therefore, if we combine all the key factors contributing to abnormally high shale porosity, we can draw a flow diagram showing the sequence of AHPP development in the shale section.

3. Methods used to predict abnormally high pore pressures

Abnormally high pressure is inversely related to shale thickness, i.e. the greater the shale thickness, the higher the AHPP gradients and vice versa (Figure 1).

As can be seen from the compaction vs. pore pressure curves (Figure 1), changes in porosity in the geologic cross-section of the Baku Archipelago are complex. For example, in 500-2000 m interval consisting of Quaternary and partially Absheron deposits, where the section contains alternating sand and shale, high shale porosity is observed. This confirms that, due to low overburden pressure and temperature, the deposits are in the early catagenesis stage and have not yet transformed into rock. Based on the petrographic studies of N.Yu.Khalilov and E.S.Balayev (1981), shale porosity in this interval varies from 28.9 to 20.0%, which are close to theoretical shale porosity values of 29.5 to 11.0% for the corresponding depth interval determined by the compaction curves of J.Weller and N.V.Vassoevich. In this interval, pore fluid partially released from the shales creates reservoir pressure in the sands, which is higher than conditional hydrostatic pressure. The section shales out with depth, and sand/siltstone layers become very rare. Given an intensive subsidence of thick shale strata, a quick increase in geostatic pressure and the shortage of permeable formations for pore fluid outflux, the shales are poorly compacted and have consistently high porosity, whereas the pore pressure of the compacted fluid remains abnormally high. Curve 3 plotted from actual porosity data shows a substantial delay in pore fluid outflux from the shales under compaction. For example, actual shale porosity in 2000-3500 m interval is 20 to 16.7%, which is 2-3 times higher than the porosity based on theoretical curves 1 and 2 (12.8-5.5%) at corresponding depths. In 3,500-4,500 m depth interval actual porosity is already 4 to 5 times higher than the porosity based on compaction curves 1 and 2. At depths of 4,500-5,500 m where shale compaction ends according to the studies by J.Weller and N.V.Vassoevich, the shales of the Baku Archipelago still remain highly porous (Figure 1). The shales are compacted and the pore pressure decreases substantially only in the PS intervals with thick sand/siltstone horizons (horizons V, VII, VIII, PK, etc.) and adequate conditions for pore fluid outflux to permeable formations.

In 1978, works were carried out to predict pore pressure and determine shale porosity using the methodology of the All-Union Scientific Research Institute of Drilling Technology, when drilling deep wells in the Khara-Zire adasy and Khara-Zire deniz areas. A substantial delay in shale compaction vs. normal compaction values was observed in these areas.

Thus, the comparison of shale porosity for the Baku Archipelago with the theoretical shale compaction curves indicates that, despite the high geostatic pressure, the process of shale consolidation in 6-8 km depth intervals is not completed yet, and the main reason for that is the shortage and low thickness of permeable formations in the shales. As there are not enough zones for pore fluid release from the shales, the fluid under high geostatic pressure stays in shale pores and results in abnormally high pore pressures.

As noted above, such pressures lead to numerous problems during deep drilling on the Baku Archipelago. These problems are most often associated with well filling, which manifest as tight holes/hole restrictions and borehole collapses leading to drags and sticking of drilling tools and casing. In extreme cases, abnormally high pore pressures result in drilling tools being pushed out by the rock from the hole. In numerous cases, well filling provokes the occurrence of non-commercial water-bearing and gas-bearing formations, which leads to prolonged accidents, problems and often well abandonment. This translates into years-long delays in the discovery and development of new fields. It is therefore evident how important it is to be able to predict AHPP intervals prior to drilling.

To date, a variety of methods has been developed for predicting AHPP. Various schools have appeared in this field, with the most notable works by Khalilov and Balayev (1981), Buryakovsky et al. (1986), Shykhaliyev et al. (2010), Mkpese (2018).

With new developments in technology and engineering over the past few years, the quality of available data and decisions has noticeably improved, as evidenced by recent studies (Shykhaliyev et al., 2010; Mkpese, 2018). Results of the first pre-drill overpressure prediction in the South Caspian Basin (SCB) on the basis of seismic data are presented in the work by Shykhaliyev et al. (2010). The method is based on the REZAYR software package, which operates in Microsoft Windows. The analyzed time section fragment in SCB was initially converted to an impedance and then to a formation velocity sections. Three overpressure zones of different thicknesses and extents were established. The shallowest overpressure zone reaches depths of less than 1 km. The nature of this relatively thin zone can be associated with biochemical gas generation. The second overpressure zone covers the depth interval of 1.5-3.0 km and is most likely the result of non-equilibrium compaction (under compaction) because of high sedimentation rates. The third overpressure zone, the longest and thickest, is observed in the 6-9 km depth interval and is most likely associated with hydrocarbons generation. This deepest zone poses the greatest risk for drilling. The seismic method of direct overpressure prediction in SCB is in agreement with theoretical and experimental estimates and is therefore recommended for use in SCB (Халилов, Балаев, 1981; Мехтиев, Юсифов, 1982; Александров, 1987; Добрынин, Серебряков, 1978), including the express method, which was successfully used to predict potential problems during deep drilling in Khara-Zire adasy, Khara-Zire deniz, etc. Some authors suggest using methods based on the identification of abnormally high shale porosity. For example, Mkpese (2018) applied a porosity-based model to predict overpressured zones in an onshore environment of the Niger delta basin. Zones with hard overpressures greater than a magnitude of 0.7 psi/ft are generally within 10000 ft (3048 m) and below. Top of overpressures for studied wells ranges between 7000 and 10000 ft (2133-3048 m). Porosities in shale are of typical values ranging between 0.05 and 0.46. A robust concordance between PPP and MPP profiles for each of the wells validates the results here and confirms suitability of the model to the studied area.

As in earlier studies, zones of abnormally high pore pressures are identified using the normal compaction trend, which is a reflection of changes in geological, geophysical, petrophysical and operational properties like sonic velocity, resistivity and formation density values, and drilling parameters. Lithologically identical rocks with equal values of properties at different depths have the same effective stress. The normal compaction trend depends on the variation of rock properties with depth of burial at a normal hydrostatic pressure. Particularly, the physical properties of shale depend primarily on the degree of compaction. In nature, the density, resistivity and/or porosity of normally compacted rocks and burial depth have an exponential relationship (Mkpese, 2018). According to a complex of various features, by analyzing their measurements with depth, it is possible to identify homogeneous intervals, in which zones of abnormally high formation pressures are clearly distinguished (Efendiyev et al., 2019; Efendiyev et al., 2021). Plotting this relationship gives a very smooth curve called the normal compaction curve. Alternatively, the exponential dependencies are shown by straight lines if they were displayed on semi-logarithmic plots. Deviation from the smooth curve or the straight line would technically indicate an upper boundary called the top of geopressure zone (Буряковский и др., 1986; Shykhaliyev et al., 2010; Mkpese, 2018). Figure 2 shows, as an example, a curve of shale density variation in cuttings with depth taken while drilling a well at the Bulla-Deniz field, which clearly shows zones of normal compaction and abnormally high pore pressures.

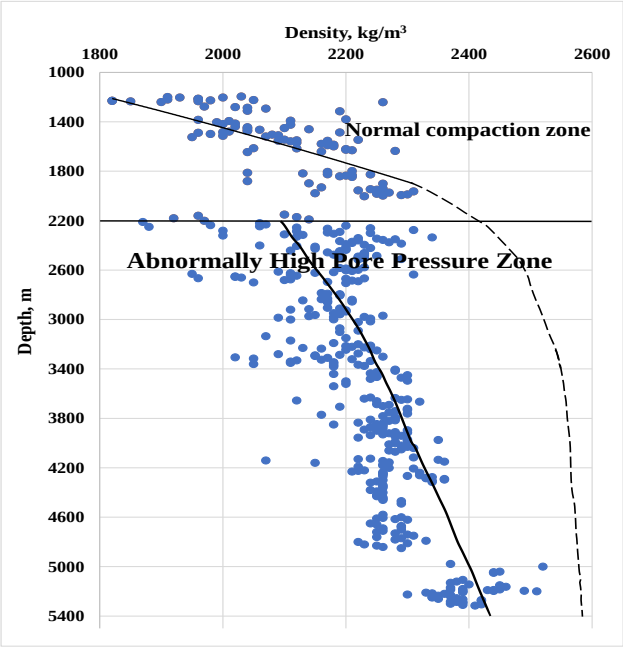


Fig. 2. Change in the density of clays with depth in the section of the well of the Bulla-Deniz field

Having analyzed earlier works, we propose the following approach for predicting AHPP. At the design estimates stage prior to drilling, shale porosity is studied based on the analyses of drill cuttings sampled from an adjacent well, and a prognostic shale porosity curve is plotted to describe the degree of shale consolidation (Figure 1). Then, a prognostic pore pressure curve is plotted for an adjacent well

based on pressure measurements (if any) or mud weight. The area between these two curves plotted together on the same diagram should be considered as the area of extreme complications associated with abnormally high pore pressures, with maximum pore pressure gradients corresponding to maximum porosity. In general, AHPP development can be represented as a flow diagram shown in Figure 3. According to the diagram, abnormally high pore pressure depends on abnormally high shale porosity (2). In its turn, abnormally high shale porosity is due to a delay in shale compaction (3), which depends on three factors: lithological description of the section, a high sediment subsidence rate (5) and shale thickness (6).

4. Conclusion

1. The structures of the Baku Archipelago are known to have some of the most complex geological and operating conditions for drilling, with the so-called well filling that leads to various problems during deep drilling.
2. Difficult drilling conditions are mostly due to abnormally high pore pressures that developed during intensive subsidence of thick shale strata, given the shortage of zones for pore fluid release from shales; these pressures cause a substantial delay in shale compaction as compared to compaction in alternating sand and shale sections.
3. Because of the delay in compaction, shale porosity remains abnormally high and the pore fluid in shales is compacted under pressure increasing to overburden gradients.
4. The actual shale compaction curve plotted together with the AHPP gradient curve will make it possible to identify the intervals where problems may be expected during drilling through shale on the Baku Archipelago.

The work was carried out within the framework of a grant from the SOCAR Science Foundation for 2022.

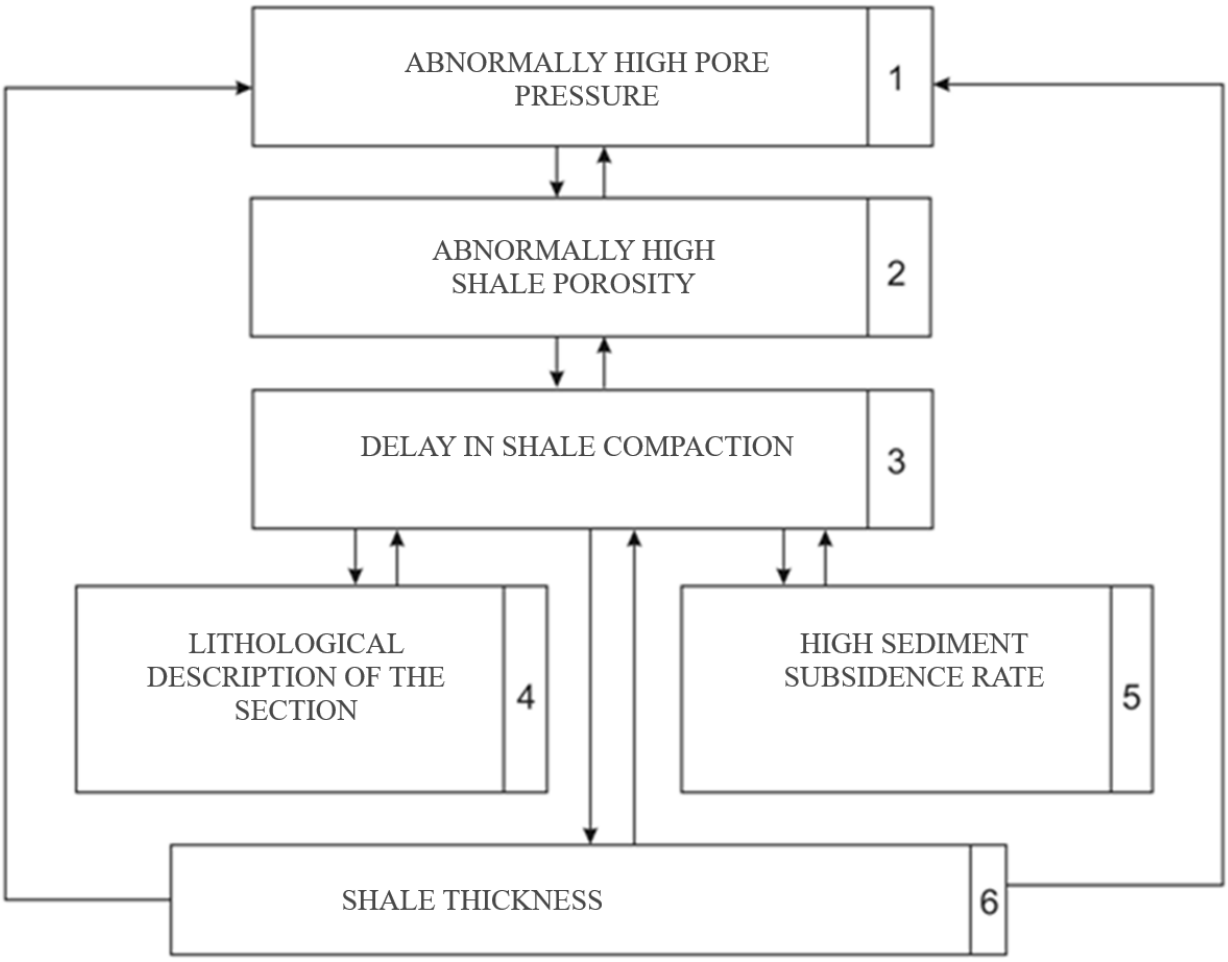


Fig. 3. Block diagram of the formation of abnormally high pore pressures

REFERENCES

Aleksandrov B.L. Abnormally high reservoir pressures in oil and gas basins. Nedra. Moscow, 1987, 216 p. (in Russian).

Buryakovsky L.A., Dzhevanshir R.D., Aliyarov R.Yu. Geophysical methods of study of geofluidal pressures. Elm. Baku, 1986, 148 p. (in Russian).

Dobrynin V.M., Serebryakov V.A. Methods of prediction of abnormally high reservoir pressures. Nedra. Moscow, 1978, 232 p. (in Russian).

Efendiyev G., Isayev R., Piriverdiyev I. Decision-making while drilling wells based on the results of modeling the characteristics of rocks using probabilistic-statistical methods and fuzzy logic. ISAIC 2020, Journal of Physics: Conference Series, Vol. 1828, 2021, https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1828/1/012016/pdf

Efendiyev G.M., Mammadov P.Z., Piriverdiyev I.A. Modeling and evaluation of rock properties based on integrated logging while drilling with the use of statistical methods and fuzzy logic. 10th International Conference on theory and application of soft computing, computing with words and perceptions – ICSCCW-2019. Advances in intelligent systems and computing book series (AISC), Vol. 1095, 2019, pp. 503-511.

Khalilov N.Yu., Balayev E.S. The effect of abnormally high reservoir pressures on reservoir and shale parameters in the Baku Archipelago areas. Gas Industry, Express Information, Series: Development of Oil and Gas Resources for Offshore Fields, Vol. 6, 1981, pp. 512 (in Russian).

Mekhtiyev P.G., Yusifov M.G. Specific features of distribution of abnormally high pore pressures in the Baku Archipelago areas. Oil and Gas Geology, No. 8, 1982, pp. 51-53 (in Russian).

Mkpese U.U. Estimation of overpressures from porosity based method: a theoretical approach applied to the central/coastal swamp depo-belts of the Niger delta basin. International Journal of Advanced Geosciences, Vol. 6, No. 1, 2018, pp. 14-26.

Shykhaliyev Yu.A., Feyzullayev A.A., Lerche I. Pre-drill overpressure prediction in the South Caspian Basin using seismic data. Energy Exploration & Exploitation, Vol. 28, No. 5, 2010, pp. 397-410.

ЛИТЕРАТУРА

Efendiyev G., Isayev R., Piriverdiyev I. Decision-making while drilling wells based on the results of modeling the characteristics of rocks using probabilistic-statistical methods and fuzzy logic. ISAIC 2020, Journal of Physics: Conference Series, Vol. 1828, 2021, https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1828/1/012016/pdf

Efendiyev G.M., Mammadov P.Z., Piriverdiyev I.A. Modeling and evaluation of rock properties based on integrated logging while drilling with the use of statistical methods and fuzzy logic. 10th International Conference on theory and application of soft computing, computing with words and perceptions – ICSCCW-2019. Advances in intelligent systems and computing book series (AISC), Vol. 1095, 2019, pp. 503-511.

Mkpese U.U. Estimation of overpressures from porosity based method: a theoretical approach applied to the central/coastal swamp depo-belts of the Niger delta basin. International Journal of Advanced Geosciences, Vol. 6, No. 1, 2018, pp. 14-26.

Shykhaliyev Yu.A., Feyzullayev A.A., Lerche I. Pre-drill overpressure prediction in the South Caspian Basin using seismic data. Energy Exploration & Exploitation, Vol. 28, No. 5, 2010, pp. 397-410.

Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. Недра. Москва, 1987, 216 с.

Буряковский Л.А., Джеваншир Р.Д., Алияров Р.Ю. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений. Элм. Баку, 1986, 148 с.

Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. Недра. Москва, 1978, 232 с.

Мехтиев П.Г., Юсифов М.Г. Некоторые особенности распределения аномально высоких поровых давлений на площадях Бакинского архипелага. Геология нефти и газа, No. 8, 1982, с. 51-53.

Халилов Н.Ю., Балаев Э.С. Влияние АВПД на параметры коллекторов и глин на площадях Бакинского архипелага. Газовая промышленность, экспресс-информация, серия: Освоение ресурсов нефти и газа морских месторождений, Т. 6, 1981, с. 5-12.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ УПЛОТНЕНИЯ ГЛИН НА ПЛОЩАДЯХ АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО СЕКТОРА ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

Сулейманов Э.Т.[1], Юсифов М.Х.[2], Бунятов А.А.[3], Меджидова А.Н.[4]

[1]Трест "Комплекс буровых работ" компании SOCAR
Азербайджан, Баку, ул.Ага Нейматуллы, 105: elnur.suleymanov@socar.az
[2]Институт нефти и газа НАН Азербайджана
AZ1000, Азербайджан, Баку, ул.Ф.Амирова, 9: yusifovmehman_1954@mail.ru
[3]Ближневосточный технический университет, кампус Северного Кипра,
99738 Калканлы, Гюзельюрт, ТРСК: adnan.buny@gmail.com
[4]Азербайджанский Государственный Университет нефти и промышленности
AZ1010, Азербайджан, Баку, просп. Азадлыг, 20: mecidova.afaq@mail.ru

Резюме. Известно, что небольшой по площади Южно-Каспийский бассейн (ЮКБ), испытывающий интенсивное погружение в нижнем плиоцене, развивался в отрыве от Мирового океана. Сопоставление геологических разрезов продуктивной толщи Абшеронского порога, Абшеронского и Бакинского архипелагов, являющихся частями ЮКБ, выявило значительное различие литолого-фациального состава пород. Геологические условия бурения скважин на структурах Бакинского архипелага, являются одними из самых сложных в мире. Выражаются они в сильных породопроявлениях, при бурении глинистых пород ПТ, которые в разрезе структур архипелага составляют до 90%. Породопроявления приводят к осложнениям, авариям, провоцируют выбросы бурового раствора и водогазо-проявления, что часто приводит к ликвидации скважин. Высокая аварийность затягивает на долгие годы ввод в эксплуатацию перспективных залежей и месторождений углеводородов.

Основной причиной породопроявлений является присутствие в разрезе структур аномально высоких поровых давлений, характерных для мощных глинистых толщ, градиенты которых приближаются к градиентам геостатического давления. Изучение глинистых пород выявило сохранение на больших глубинах исключительно высоких значений пористости глин, связанных с отставанием уплотнения глин, дефицитом зон разгрузки и высокой скоростью погружения осадков.

По результатам исследований керна и геолого-технологических исследований в процессе бурения выполнен анализ различных характеристик, в том числе плотности, пористости глин, отобранных в разные годы при бурении скважин на структурах Бакинского архипелага, в том числе на структуре Умид, построена кривая уплотнения и выделена зона возможных проявлений аномально высоких поровых давлений.

***Ключевые слова**: Южно-Каспийский бассейн, Бакинский архипелаг, продуктивная толща, глинистые отложения, аномально высокая пористость глин, аномально высокое поровое давление, уплотнение глин, осложнения в процессе бурения скважин*

CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİ AZƏRBAYCAN SEKTORU SAHƏLƏRİNDƏ GİLLƏRİN SIXILMASININ XARAKTERİK XÜSUSİYYƏTLƏRİ

Süleymanov E.T.[1], Yusifov M.H.[2], Bunyatov A.A.[3], Məcidova A.N.[4]

[1]*SOCAR, Kompleks Qazma İşləri Tresti, Ağa Neymətulla küç., 105, Bakı, Azərbaycan: elnur.suleymanov@socar.az*

[2]*Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının Neft və Qaz İnstitutu, AZ1000, Bakı şəh., F.Əmirov küç., 9: yusifovmehman_1954@mail.ru*

[3]*Orta Doğu Teknik Üniversiteti, Şimali Kipr Kampusu, 99738 Kalkanlı, Güzelyurt, ŞKTC: adnan.buny@gmail.com*

[4]*Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, AZ1010, Bakı şəh., Azadlıq prospekti, 20: mecidova.afaq@mail.ru*

Xülasə. Bakı arxipelaqı strukturları quyuların qazılması baxımından geoloji şəraitə görə dünyada ən mürəkkəb strukturlardan biri hesab olunur. Bu çətinliklər Məhsuldar qatın 90%-ni təşkil edən gilli suxurları qazarkən güclü suxur axınının baş verməsi ilə ifadə olunur. Güclü suxur axını quyularda mürəkkəbləşmələrə, qəzalara, quyudan buruq məhlulunun sıçramasına, su-neft-qaz təzahürlərinə səbəb olur ki, bu da quyuların tez-tez ləğv olmasına gətirib çıxarır. Qəzalar isə perspektivli yataqların və karbohidrogen ehtiyatlarının istismara verilməsini uzun illər ləngidir.

Quyudan süxur axınının əmələ gəlməsinin əsas səbəbi, qalın gil təbəqələri üçün xarakterik olan, qradiyentləri geostatik təzyiq qradiyentlərinə yaxınlaşan anomal yüksək məsamə təzyiqinin kəsilişdə olmasıdır. Gil süxurlarının öyrənilməsi nəticəsində yüksək dərinlikdə onların məsaməliyinin böyük qiymətlərə malik olduğu göstərilmişdir, bu da onların sıxılma prosesində "ləngimə" baş verdiyi, boşalma zonasında çatışmazlıqların mövcudluğu ilə izah oluna bilər. Süxur nümunələri üzərində aparılmış tədqiqatlar və qazma zamanı aparılan geoloji-texnoloji tədqiqatlarin nəticələrinin təhlili aparılmış, müxtəlif vaxtlarda Bakı arxipelaqında qazılmış quyulardan çıxan gil şlamının sıxlığının dərinlik üzrə dəyişməsi araşdırılmışdır.

Qazma vaxtı quyulardan götürülmüş gil nümunələrinin tədqiqi göstərdi ki, böyük dərinliklərdə gilin sıxılmasının gecikməsi, kəsilişdə boşalma çatışmazlığı və çöküntülərin böyük dərinliklərə enməsi səbəbindən gillərdə yüksək məsaməliliyin qorunub saxlanmasına səbəb olmasıdır. Qazma zamanı aparılan geoloji-texnoloji tədqiqatların nəticələrinə əsasən, müxtəlif xarakteristikaların təhlili Bakı arxipelaqının strukturlarında, o cümlədən Ümid strukturunda quyuların müxtəlif illərdə qazılması zamanı götürülmüş gil nümunələrinin sıxlığının təhlili aparılmış, əyrilər qurulmuş və anamal yüksək məsamə təzyiqinin mümkün təzahürləri zonası müəyyən edilmişdir. Anomal yüksək məsamə təzyiqinin formalaşması zamanı baş verən proseslərin ardıcıllığı müvafiq sxem şəklində verilmişdir.

***Açar sözlər**: Cənub-Xəzər hövzəsi, Bakı arxipelaqı, məhsuldar qat, gil çöküntüləri, gillərin anomal yüksək məsaməliliyi, anomal yüksək məsamə təzyiqi, gilin sıxılması, quyuların qazılması zamanı mürəkkəbləşmələr*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОЧАСТИЦ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ КОЛЛОИДНО-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Велиев Э.Ф., Алиев А.А.
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
AZ1122, Азербайджан, Баку, ул.Г.Зардаби, 88А: elchinf.veliyev@socar.az

THE APPLICATION OF NANOPARTICLES TO STABILISE COLLOIDAL DISPERSE SYSTEMS

Veliyev E.F., Aliyev A.A.
OilGasScientificResearchProject Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan
88A, G. Zardabi str., Azerbaijan. Baku, AZ1122: elchinf.veliyev@socar.az

Keywords: *zeta potential, colloidal dispersed gels, surface tension, residual resistance factor, mature oilfields*

Summary. Today, due to the increase in the number of mature oil fields methods of in-situ fluid diversion acquire special relevance. The presence of highly permeable zones or channels in the reservoir, inevitably appearing during long-term reservoir development, in its turn reduces the waterflood efficiency and creates areas that are practically unaffected by it. To solve this situation, one has to decrease the permeability of high-permeability zones and redistribute filtration flows into zones not affected by waterflooding. The most widespread working agents used for this purpose are various gel compositions. In the presented work a colloidal-dispersed gel composition with the addition of TiO_2 nanoparticles was formulated. The rheological studies of the obtained compositions were carried out, the thermal stability and zeta potential were studied. The obtained results were confirmed by sandpack experiments. The addition of nanoparticles decreased the interfacial tension and increased the rheological stability, zeta potential and RF/RRF values of colloidal dispersion gels. The critical concentration of nanoparticles in CDG was defined as 1000 ppm. Pseudoplastic behavior of the system, low thermochemical degradation and 47% decrease in surface tension at the liquid/air interface were observed. The decrease in average particle size did not exceed 10%. The presence of nanoparticles increased the zeta potential of the colloidal system by 43% and its thermal stability. The RF/RRF values were 173% and 59% higher compared to the reference composition. A kinetic gelation mechanism of colloidal dispersed gels in the presence of TiO_2 nanoparticles was proposed.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Применение полимерных растворов при эксплуатации нефтегазовых месторождений является широко распространённой мировой практикой (Fielding et al., 1994; Smith, 1995; Suleimanov et al., 2020; Veliyev, 2021; Велиев, 2021а; Кадыров и др., 2022; Suleimanov et al., 2021). Согласно механизму воздействия можно выделить два основных направления их использования:

- увеличение коэффициента охвата пласта при заводнении,
- изменение фильтрационных потоков в пласте (Spildo et al., 2009; Исмаилов и Велиев, 2021; Suleimanov et al., 2017; Wang et al., 2008; Coste et al., 2000).

На сегодняшний день в связи с увеличением фонда скважин, находящихся на поздней стадии разработки, особую актуальность приобретают методы отклонения фильтрационных потоков в пласте. Наличие высокопроницаемых участков или каналов в пласте, неизбежно возникающих при длительной эксплуатации пласта, в свою очередь снижает эффективность заводнения и создает участки пласта, практически не затронутые им (Skauge et al., 2010; Pu et al., 2018; Zhao et al., 2019; Сулейманов, 1997; Suleimanov et al., 2019; Suleimanov et al., 2017a; Велиев, 2021б). Решением в сложившейся ситуации является снижение проницаемости высокопроницаемых зон и перераспределение фильтрационных потоков в зоны, не затронутые заводнением. Наиболее распространёнными рабочими агентами, применяемыми с этой целью, являются различные гелевые составы, так как до завершения реакции сшивания они, по сути своей, представляют собой полимерные растворы и обладают хорошими фильтрационными характеристиками. Прокачивать образовавшуюся гелевую систему в глубинные зоны пласта практически невозможная задача, требующая колоссального увеличе-

ния давления закачки. Таким образом, реакция сшивания для таких систем непременно должна протекать в пласте, а время гелеобразования позволять размещение полимерного раствора в целевой зоне до образования геля. Однако на практике достаточно сложно регулировать время гелеобразования в силу ряда причин, основными из которых являются: неполное смешивание сшивателя и полимерного раствора в условиях пористой среды и существенное снижение эффективности гелеобразования с увеличением минерализации пластовых вод (Bjorsvik et al., 2007; Al-Assi et al., 2009; Yadav and Mahto, 2013; Aalaie and Rahmatpour, 2008).

Целью представленного исследования было создание гелевой системы, лишенной вышеописанных недостатков. Наиболее перспективными рабочими агентами, позволяющими решить поставленную задачу, являются коллоидно-дисперсные гели (КДГ). По сравнению с традиционно применяемыми гелевыми системами в КДГ отсутствует непрерывная межмолекулярная полимерная сеть из-за низкой концентрации полимера в ее составе (Veliyev and Aliyev, 2021; Ranganathan et al., 1998; Spildo et al., 2010). В результате образуется не объемная гелевая структура, а небольшие гелевые кластеры, не связанные между собой. Практически на аналогичном подходе основан метод увеличения нефтеотдачи пласта путем закачки полимерных микросфер. Отсутствие непрерывной связывающей цепи создает возможность для упругой деформации гелевых частиц и их дальнейшей фильтрации вглубь пласта.

Несмотря на то, что на сегодняшний день применяемые в потокоотклоняющих технологиях коллоидно-дисперсные гели существенно отличаются друг от друга химическим составом и большинство подобных систем достаточно эффективно в широком диапазоне пластовых условий – данная технология все же не лишена недостатков. К примеру, такие параметры, как глубина проникновения и прочность образовавшегося гелевого барьера до сих пор остаются весьма спорными и болезненными вопросами при внедрении данной технологии. Основной причиной является отсутствие стандартизированных методов изучения и исследования КДГ, что затрудняет сравнение различных результатов и выводов (Natarajan et al., 1999; Wang et al., 2008; Vishnyakov et al., 2019).

Экспериментальная часть

Приготовление коллоидно-дисперсного геля (КДГ). Коллоидно-дисперсная гелевая система была приготовлена нижеописанным способом. Первоначально наночастицы диоксида титана (TiO_2) диспергировали в 0.05% водном растворе анионно поверхностно-активного вещества в ультразвуковой ванне (Табл. 1). Отдельно приготавливался раствор мономера, состоящий из гидрофильного акрилового мономера сульфоновой кислоты (AMPS) и акриловой кислоты (AAc), так, чтобы общая концентрация мономера в растворе составляла 0.01M. Значения pH полученного раствора доводили приблизительно до 7 (±0.5) путем добавления гидроксида натрия. Далее для инициации реакции полимеризации добавляли 0.005 M инициатора (абозис) и хлорид натрия для обеспечения постоянной ионной силы в ходе экспериментов, также производилась продувка азотом в течение 2 ч. Через 24 часа для остановки реакции полимеризации добавляли примерно 1 мл 0.2 M раствора гидрохинона. На следующем этапе полученный раствор смешивали с 0.014 M раствором гидролизованного полиакриламида и добавляли к нему суспензию наночастиц TiO_2. В конечный раствор добавили водный раствор триацетата хрома в качестве сшивателя и перемешивали при температуре гелеобразования с помощью магнитной мешалки в течение 24 часов для обеспечения сшивания раствора.

Реологические измерения. После получения исследуемых образцов раствора проводились реологические измерения на реометре Physica MCR 501 (Anton Paar, Австрия) с геометрией концентрического цилиндра. Для анализа полученных результатов использовалось программное обеспечение RheoCompass. Измерения проводились при комнатной температуре при значениях скорости сдвига 0-100 $с^{-1}$. Каждое измерение повторялось не менее трех раз с целью изучить стабильность полученных результатов.

Таблица 1

Свойства наночастиц TiO_2

Чистота	Размер частиц (D50)	Удельная площадь поверхности	Насыпная плотность	pH	Потеря веса при сушке	Потеря веса при горении
99+ %	20 нм	10-45 $м/г^2$	0.46 г/мл	5.5-6.0	0.48%	0.99%

Измерения поверхностного натяжения. Исследования данного параметра были проведены методом висячей капли на тензиометре DSA30 фирмы Kruss. Стеклянная посуда и части прибора, контактирующие с образцами, были очищены в соответствии со стандартными процедурами, чтобы избежать любого загрязнения. Перед каждым измерением отсутствие загрязнений проверялось путем динамических измерений межфазного натяжения на границах вода/нефть или вода/воздух. Все эксперименты проводились при температуре 25^0C.

Исследование старения КДГ в пластовых условиях. Данная серия экспериментов была проведена путем старения образцов КДГ при 90^0C в течение 30 дней в герметичном контейнере.

Распределение частиц по размерам. Данная серия экспериментов была проведена методом динамического светорассеяния с помощью прибора Malvern NANOZS Zetasizer (Malvern Instruments, Англия), который позволяет измерять размеры от 0.3 нм (диаметр) до 10 мкм с использованием запатентованной технологии NIBS (Non-Invasive Back Scatter).

Все измерения проводились при температуре 25^0C, длине волны λ 532 нм и угле интенсивности рассеяния 173^0.

Дзета-потенциал. Потенциал ζ коллоидных дисперсных гелей определяли с помощью прибора Zetasizer Nano ZSP (Malvern Instruments Ltd.). Прибор ZSP определяет дзета-потенциал методом электрофоретического рассеяния света. Все измерения проводились при температуре в 25^0C.

Дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК). Термостабильные свойства образцов CDG были изучены с помощью аппарата DSC 25 (TA Instruments). После гелеобразования при 60^0C 10 мг образца геля помещали в герметичный контейнер, продуваемый азотом (50 см^3/мин). Пустой герметичный контейнер использовался в качестве контрольного образца. Все образцы были уравновешены при 25^0C в течение 5 мин. для удаления прежней термической истории. Скорость нагрева составляла 3^0C/мин. для всех измерений.

Термогравиметрический анализ (ТГА) и дифференциальная термогравиметрия (ДТГ). Термогравиметрический анализ высушенных образцов КДГ был проведен с помощью прибора NETZSCH STA 449 F3 Jupiter. Диапазон нагрева был установлен от 25 до 800^0C, скорость нагрева составляла 10^0C/мин. Все анализы проводились в атмосфере азота.

Синтетическая морская вода. Состав синтетической морской воды, использованной в экспериментах, приведен в таблице 2. Концентрации катионов и анионов были определены методами ICP-MS и ультрафиолетовой спектрофотомерии (UV-Vis) соответственно.

Фактор сопротивления/фактор остаточного сопротивления. Все эксперименты были проведены на 10-метровых насыпных моделях пласта, состоящих из 6 секций (каждая 152.4 см) (рис. 1). Манометры абсолютного давления были размещены на стыке между соединениями каждой секции, а также на входе и выходе модели. Пористость модели определялась весовым методом на основе разницы между массами сухих и насыщенных дистиллированной водой секций модели. Подробная методика проведения экспериментов описана в работах (Veliyev and Aliyev, 2021).

Таблица 2

Состав синтетической воды Каспийского моря

Состав воды	**Единица**	**Синтетическая каспийская морская вода**	**Ссылка**
pH		8.03	
CO_3^{2-}	млн$^{-1}$	10.8	ASTM D 3875
HCO_3^-	млн$^{-1}$	212.3	ASTM D 3875
OH^-	млн$^{-1}$	0	ASTM D 3875
Cl^-	млн$^{-1}$	5642	ISO 9297
Ca^{2+}	млн$^{-1}$	335.8	ISO 6058
Mg^{2+}	млн$^{-1}$	743.4	ISO 6059
SO_4^{2-}	млн$^{-1}$	3494.2	ISO 9280
K^++Na^+	млн$^{-1}$	3624.8	Рассчитано
TDS	млн$^{-1}$	14063.3	

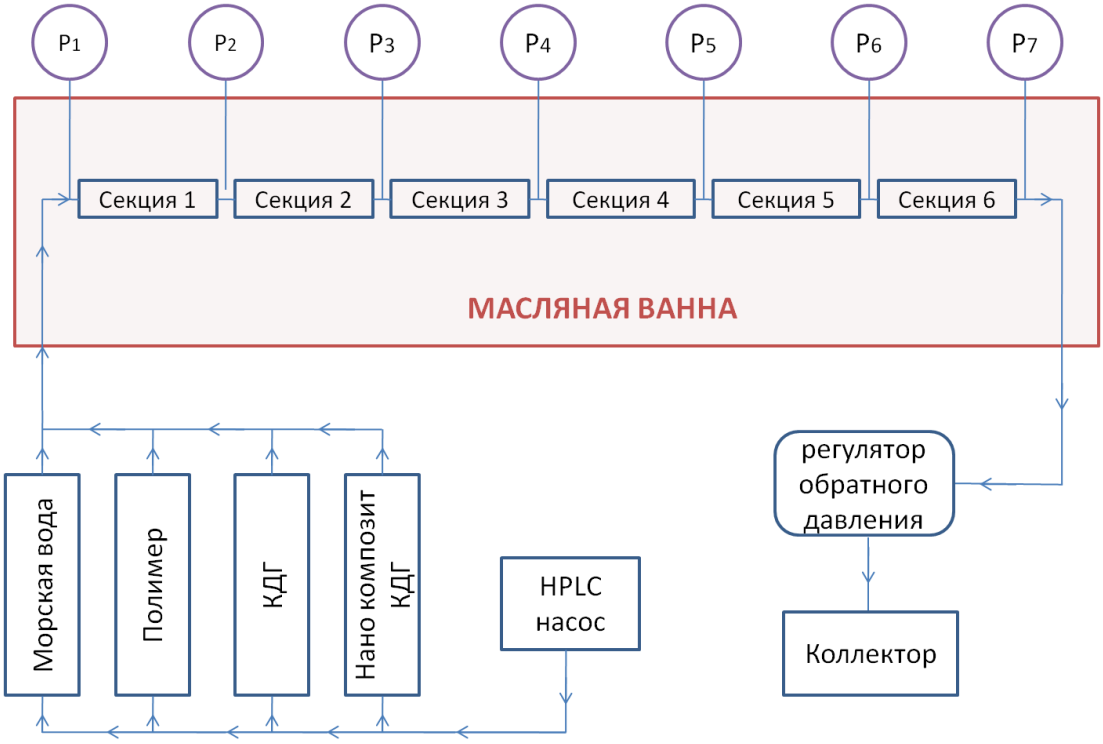


Рис. 1. Схема аппарата для затопления песчаной подушки

Результаты и обсуждение

Реологические измерения. В течение 7 дней наблюдалось незначительное снижение вязкости испытуемых образцов, а по истечении этого периода значения вязкости стабилизировались и оставались постоянными. По всей видимости, наблюдаемый феномен связан с внутримолекулярной сшивкой полимерных цепей, происходящей при низких концентрациях полимера, так как малое количество полимера в композиции КДГ недостаточно для образования трехмерной сети с межмолекулярными сшивающими связями. По прошествии 7 дней завершалось образование полимерной спирали, что соответственно приводило к стабилизации реологических показателей. Стоит отметить, что данная закономерность наблюдалась для всех исследуемых растворов вне зависимости от концентрации наночастиц. (Natarajan et al., 1999; Bjorsvik et al., 2007) (Рис.2).

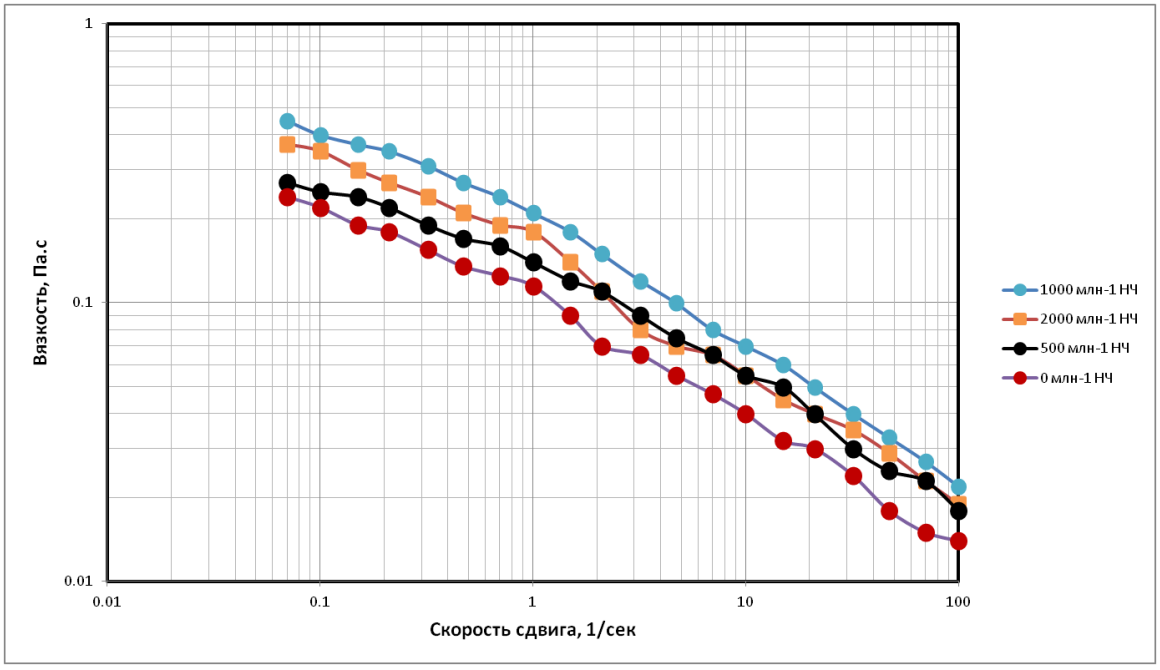


Рис. 2. Кривые зависимости вязкости от скорости сдвига при 62°C для различных концентраций добавок наночастиц

Реологические измерения. Далее была проведена серия экспериментов для изучения влияния концентрации сшивающего агента на реологические свойства исследуемых образцов. Как показали полученные данные, увеличение концентрации сшивателя приводит к уменьшению вязкости, что предположительно обусловлено уменьшением размеров дисперсной фазы (рис. 3). Присутствие наночастиц в составе КДГ приводит к меньшему снижению вязкости, что, по-видимому, обусловлено тем, что наночастицы диоксида титана действуют как неорганический инициатор и сшиватель.

Существенной проблемой применения полимеров в МУН является негативное влияние минерализации пластовой воды, приводящее к выпадению нерастворимых осадков и резкому снижению проницаемости. С целью изучения этого феномена была проведена серия экспериментов, направленная на рассмотрение изменения реологического поведения раствора КДГ с добавкой наночастиц 1000 млн$^{-1}$ при различной минерализации окружающей среды (табл. 3). С увеличением минерализации наблюдалось снижение вязкости всех исследуемых образцов. Однако для раствора КДГ, содержащего наночастицы, уменьшение вязкости было существенно ниже по сравнению с образцами без наночастиц вне зависимости от концентрации сшивателя. Выбор концентрации наночастиц был обусловлен тем, что при дальнейшем увеличении их концентрации наблюдалось формирование гелевой системы, что, скорее всего, связано с возможностью наночастиц выступать в качестве сшивающего агента. Однако изучение данного явления не входило в задачи проводимого исследования.

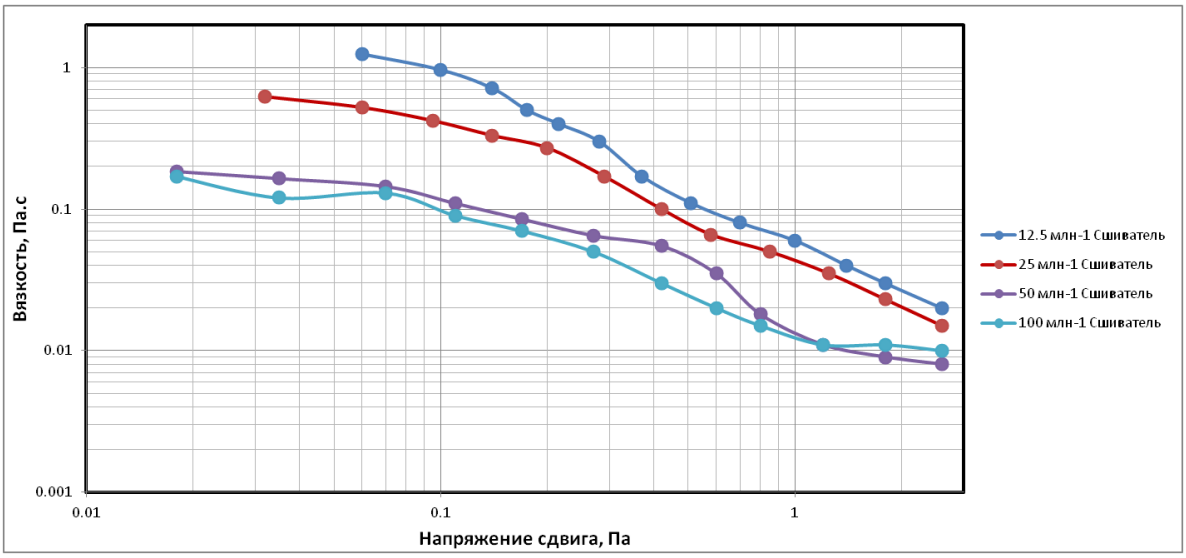


Рис. 3. Кривые зависимости вязкости от скорости сдвига при различных концентрациях сшивающего агента для раствора КДГ с наночастицами 1000 млн$^{-1}$

Таблица 3

Влияние минерализации пластовой воды на вязкость КДГ с содержанием наночастиц 1000 млн $^{-1}$ при различных концентрациях сшивателя (скорость сдвига: 1 с$^{-1}$, индукционный период составил 7 дней при 25°C)

Соленость воды (млн$^{-1}$)	Концентрация сшивающего агента (млн$^{-1}$)	Вязкость (Па.с)
0	0	0.251
0	25 млн$^{-1}$	0.123
0	50 млн$^{-1}$	0.0341
2000	0	0.203
2000	25 млн$^{-1}$	0.0172
2000	50 млн$^{-1}$	0.0054
4000	0	0.0113
4000	25 млн$^{-1}$	0.0067
4000	50 млн$^{-1}$	0.0038
8000	0	0.0022
8000	25 млн$^{-1}$	0.0024
8000	50 млн$^{-1}$	0.0017

Исследование старения КДГ в пластовых условиях. Вторым негативным фактором, влияющим на стабильность полимерных составов и их свойства в пластовых условиях, является высокая температура окружающей среды. Для изучения влияния пластовых условий на реологическое поведение исследуемых образцов была проведена последующая серия экспериментов. Было приготовлено 2 группы образцов раствора КДГ, причем для приготовления одной группы использовалась дистиллированная вода, а для второй – морская вода с минерализацией 20000 млн$^{-1}$. Далее образцы помещались в герметичный контейнер и выдерживались при температуре 90°C в течение 30 дней.

Результаты экспериментов показали, что вне зависимости от минерализации воды присутствие в составе КДГ наночастиц уменьшает деградацию КДГ. Добавление наночастиц, вероятно, повышает стабильность полученного геля за счет образования ядра внутри полимерных спиралей. Между тем, в случае их отсутствия логичным выглядело бы и предположение об уменьшении полимерных спиралей. С этой точки зрения, наночастицы играют роль своего рода "замедлителя" в реакции сшивания и ограничивают дальнейшее уменьшение размера полимерных спиралей.

Объединение отрицательных зарядов вдоль полимерной цепи с положительными зарядами из окружающей среды часто приводит к выпадению осадков. Во всех проведенных экспериментах данного явления не наблюдалось (Рис. 4 и 5) (Mack and Smith, 1994; Spildo et al., 2009).

Поверхностное натяжение. Основываясь на предыдущих проведенных исследованиях, когда добавление наночастиц уменьшало когезионную энергию на границе раздела жидкость-воздух и соответственно вызывало снижение значений поверхностного натяжения, были проведены исследования данного параметра методом висячей капли. Было обнаружено, что добавка наночастиц снижает поверхностное натяжение на границе раздела жидкость-воздух, благодаря более низкому уровню общей свободной энергии на границе раздела (Suleimanov et al., 2017b). При низких концентрациях полимеры также демонстрируют поведение поверхностно-активного вещества, объясняемое тем же эффектом (т.е. уменьшением межфазной энергии). Вероятно, наблюдаемое снижение поверхностного натяжения вызвано синергическим эффектом двух вышеописанных факторов (таблица 4). Однако следует отметить, что превышение некой критической концентрации наночастиц (1000ppm) производит противоположный эффект, связанный с возникновением молекулярных сил Ваальса-Лондона и электростатических сил отталкивания. Перефразируя предыдущее утверждение, можно предположить, что межмолекулярные силы притяжения наночастиц преобладают над силами отталкивания, что приводит к их агломерации и, как следствие, неравномерному распределению на поверхности.

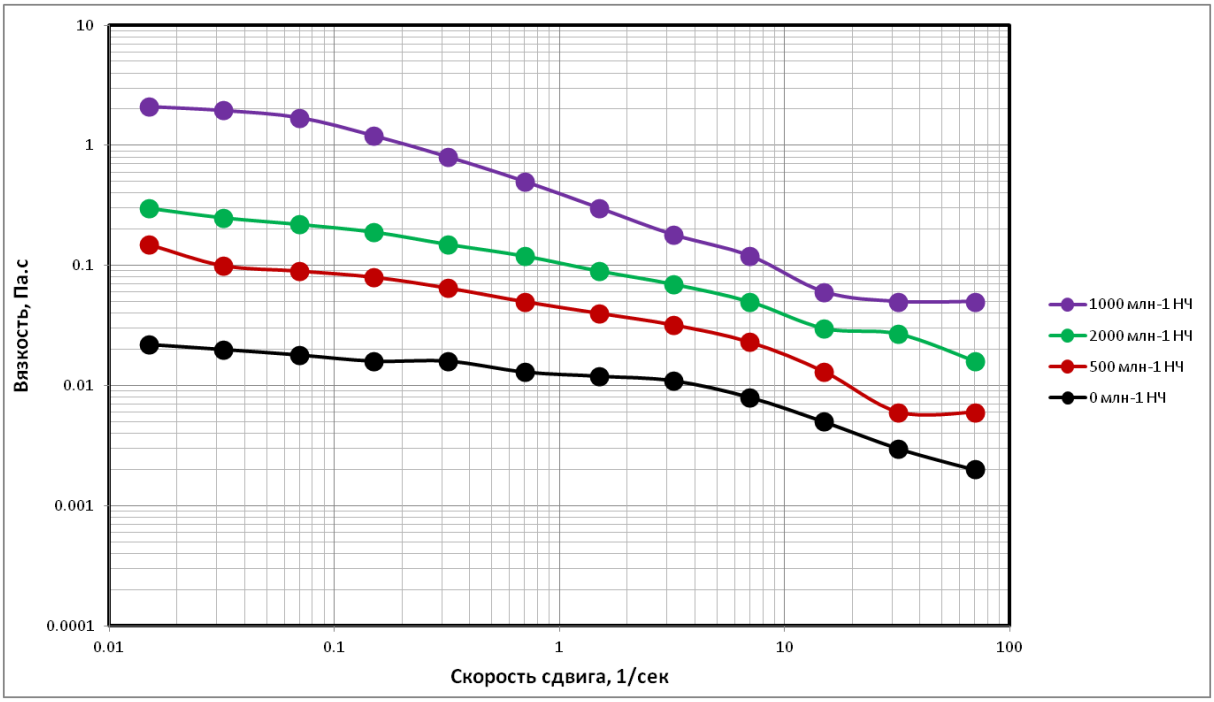


Рис. 4. Влияние термического старения на вязкость образцов КДГ, приготовленных с применением дистиллированной воды

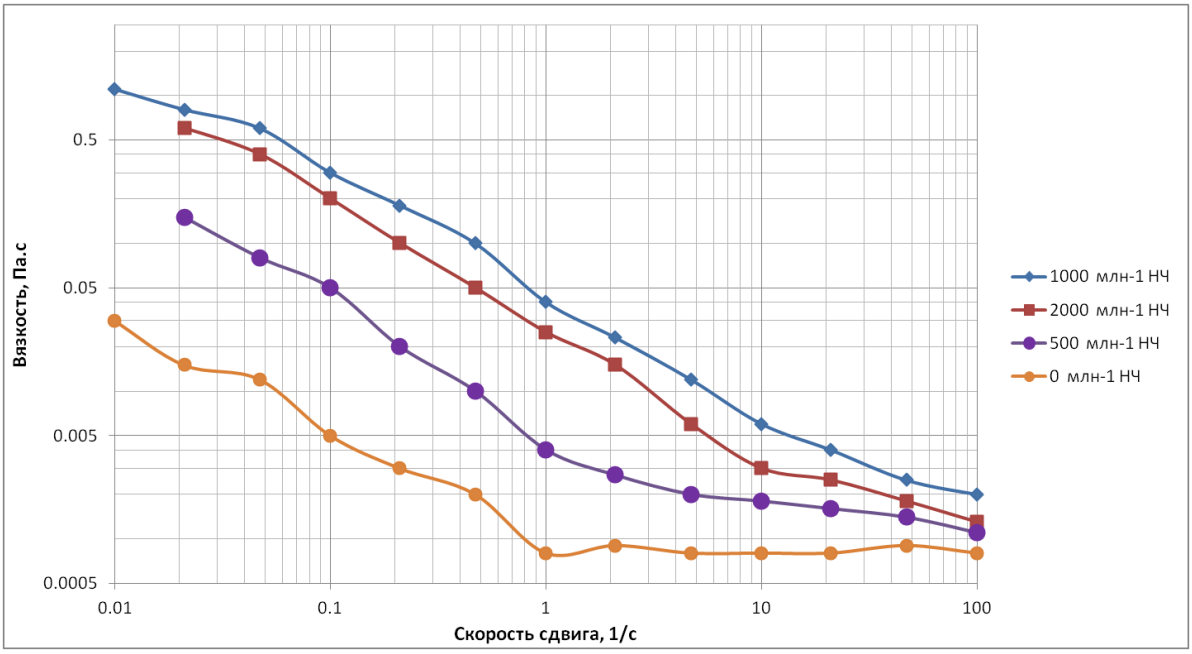


Рис. 5. Влияние термического старения на вязкость образцов КДГ, приготовленных с применением морской воды

Таблица 4

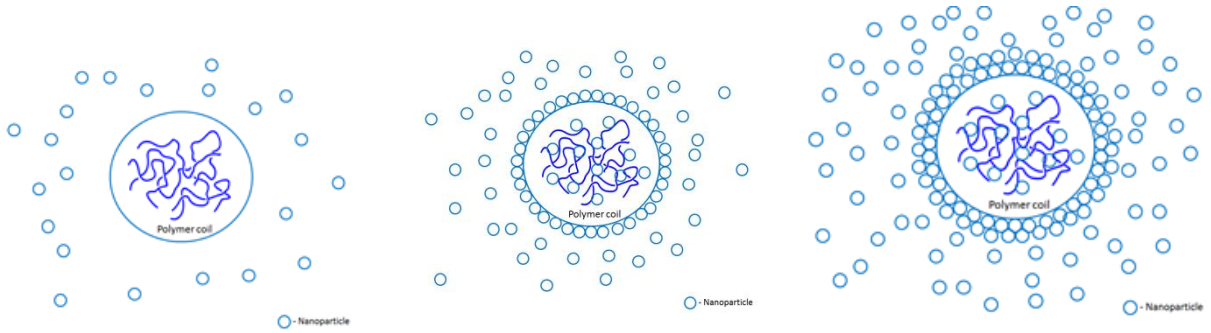
Значения поверхностного натяжения раствора КДГ в зависимости от концентрации наночастиц

Концентрация наночастиц, млн$^{-1}$	Поверхностное натяжение, мН/м
0	40.74
500	29.67
1000	19.34
2000	26.12

Дзета-потенциал. Для определения стабильности полученных коллоидных систем были проведены измерения значений дзета-потенциала. Значения дзета-потенциала выше ±30 мВ являются хорошими показателями стабильности коллоида. Из двух функциональных групп молекул гидролизованного полиакриламида (т.е. амидной и карбоксильной) процентное содержание карбоксильных (-COO-) групп является основным фактором, влияющим на анионность, то есть увеличение количества карбоксильных групп в структуре полимера приводит к увеличению анионности. Как видно из таблицы 5, все композиции КДГ демонстрируют хорошую стабильность. Добавление наночастиц увеличивает анионность коллоида за счет отрицательного заряда наночастиц TiO_2. Наночастицы, вероятно, агрегируют на границе раздела полимерная спираль/дисперсионная среда, а при превышении их концентрации выше 1000 млн$^{-1}$ они не имеют контакта с полимерной спиралью и агрегируют на поверхности предыдущего слоя наночастиц. Анионность снижается в результате диффузионной усадки слоя и низкого электрического потенциала полимерных спиралей. Скорее всего, наночастицы сшиваются в структуре полимерной спирали, что должно привести и к увеличению размеров дисперсной фазы. Таким образом, оптимальная концентрация наночастиц является наиболее важным фактором при выборе состава нано-КДГ (Рис. 6).

Распределение частиц по размерам. Для проверки вышеизложенного утверждения были проведены измерения распределения частиц по размерам полученных коллоидных систем. Результаты проведенных тестов показали, что в отсутствие наночастиц в составе КДГ наблюдалось уменьшение размеров частиц КДГ до 25% с течением времени, что возможно связано с непрерывным внутримолекулярным сшиванием, приводящем к уменьшению размеров полимерной спирали из-за увеличения количества точек сшивания (Табл. 6). Подобная закономерность наблюдалась и при концентрации наночастиц в 1000 млн$^{-1}$, но уменьшение размеров частиц КДГ при этом составляло менее 10%. Напротив, дальнейшее увеличение концентрации наночастиц до 2000 млн$^{-1}$ приводило к увеличению среднего размера частиц КДГ и меньшей усадке размеров частиц со временем. Вероятно, межфазное оса-

ждение наночастиц ограничивает усадку полимерной спирали. Кроме того, возможное образование гидролизуемых ковалентных сшивок между наночастицами TiO_2 и гидролизованного полиакриламида усиливало связь между полимерными спиралями и приводило к увеличению их размеров. Предположительно, при концентрации ниже критической наночастицы адсорбируются на гидрофобной цепи полимера из-за образования водородных связей между карбонильными группами гидролизованного полиакриламида и наночастицами TiO_2. Таким образом, свободные (не связанные с полимерной спиралью) наночастицы TiO_2, по всей видимости, не присутствуют в растворе при концентрации ниже 1000 млн$^{-1}$. Однако при концентрации наночастиц выше данного значения, свободные наночастицы TiO_2 могут выполнять функцию своего рода «моста» (перемычки) между различными полимерными спиралями, как показано на рисунке 7. В дополнении к вышеизложенной информации можно предположить, что свободные наночастицы могут агломерироваться и соединяться друг с другом посредством связей Ti-O-Ti. В целом, полученные результаты в данной серии экспериментов подтверждают оба вышеупомянутых утверждения.



(А) (Б) (В)

Рис. 6. Схематическое изображение агрегации наночастиц на полимерных спиралях. (А) – добавление наночастиц, (Б) – агрегация наночастиц на полимерной спирали, (В) – агрегация наночастиц на полимерной спирали при превышении критической концентрации

Таблица 5

Значения дзета-потенциала растворов КДГ при добавке наночастиц и без них

Описание	**Дзета-потенциал, мВ**				**Стандартное отклонение**
	1-е измерение	2-е измерение	3-е измерение	Среднее значение	
CDG без НЧ	-31.6	-32.4	-34.1	-32.7	1.276
CDG с 1000 млн$^{-1}$ НЧ	-48.7	-46.4	-46.1	-47.06	1.422
CDG с 2000 млн$^{-1}$ НЧ	-27.1	-24.8	-23.5	-25.13	1.823

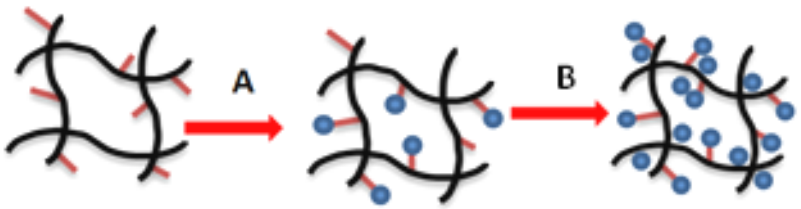


Рис. 7. Схематическое изображение адсорбции наночастиц TiO_2 на полимерных спиралях: (А) наночастицы адсорбируются на полимерных спиралях; (В) насыщение достигнуто, частицы агломирируются и соединяются в сеть.

Таблица 6

Средние значения размера частиц для составов КДГ

№	Концентрация наночастиц (млн$^{-1}$)	Средний размер частиц, нм			
		1 день	3 дня	7 дней	10 дней
1	-	1258	1130	946	940
2	1000	1452	1320	1310	1308
3	2000	1846	1782	1645	1633

Термогравиметрический анализ (ТГА) и дифференциальная термогравиметрия (ДТГ). Далее было изучено влияние наночастиц на термические свойства полученных образцов. Первоначально была проведена серия экспериментов с применением метода дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) с помощью аппарата DSC 25 (TA Instruments). Во время каждого измерения около 10 мг образца геля помещали в герметичную камеру со скоростью продувки азотом 50 см^3/мин. Пустая герметичная камера использовалась в качестве контрольного образца. Все образцы были первоначально нагреты до 25^{0}С, данная температура удерживалась в течение 5 минут. Скорость нагрева составляла 3^{0}С /мин для всех измерений.

Оба исследованных образца показали схожие результаты с одним пиком при измерении ДСК. Тепловой поток увеличивался до точки перегиба (рис. 8). После этого на калориметрической кривой наблюдалось резкое снижение в результате потери воды и последующего разрушения образцов. Однако образец КДГ с наночастицами показал на 19% более высокую термостойкость, что косвенно свидетельствует о различной структуре исследуемых образцов. В противном случае наблюдаемые результаты должны были бы быть идентичными. По-видимому, наличие наночастиц в составе КДГ формирует полимерную структуру с более высокими термостабильными свойствами.

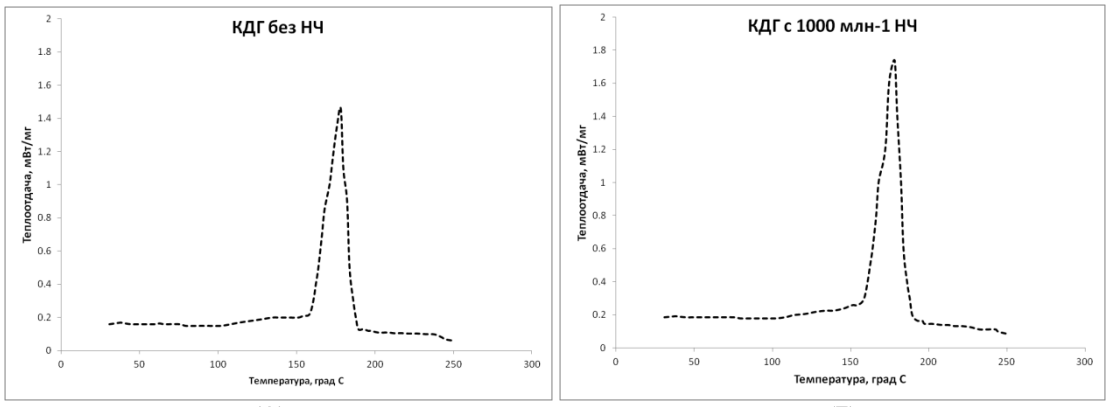
Далее проводились термогравиметрический анализ (ТГА) и дифференциальная термогравиметрия (ДТГ) исследуемых образцов.

Полученные кривые ТГА и ДТГ условно можно разделить на три участка, представляющие потерю веса исследуемых образцов в зависимости от температуры (рис. 9). Форма кривых оставалась схожей для обоих исследуемых образцов.

Первый участок можно выделить при температуре нагрева до 180°С, что, вероятно, связано с испарением воды. Потеря веса в этой области составила 6 % для КДГ без добавок наночастиц и 4 % для КДГ с добавкой наночастиц.

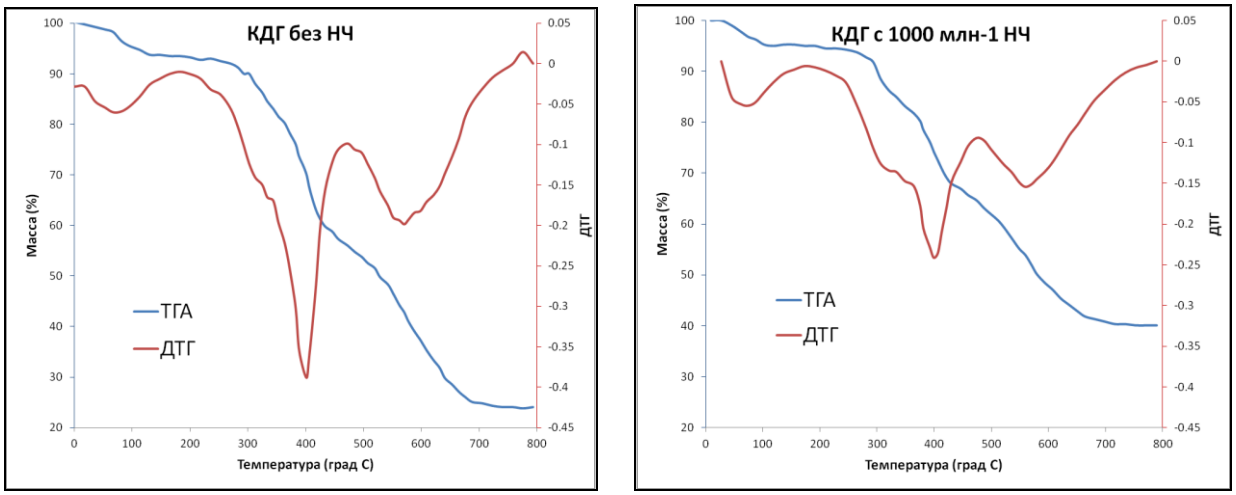
Второй участок охватывал температурный диапазон от 230 до 410°С и был связан с термическим разложением амидных групп гидролизованного полиакриламида. Потеря веса на этом этапе составила 37% для КДГ без добавок наночастиц и 30% для КДГ с добавкой наночастиц.

Третий участок охватывал температурный диапазон от 410 до 700°С. Потеря веса образцов на этом этапе была связана со сгоранием разложившегося продукта.



(А) (Б)

Рис. 8. Кривые ДСК для образцов КДГ: (А) без добавок наночастиц, (Б) с КДГ с добавкой наночастиц при концентрации1000 млн $^{-1}$



(А) (Б)

Рис. 9. Кривые ТГА и ДТГ для образцов КДГ: (А) без добавок наночастиц, (Б) с КДГ с добавкой наночастиц при концентрации1000 млн $^{-1}$

Фактор сопротивления/фактор остаточного сопротивления (RF)/RRF). Для изучения возможности применения полученного образца КДГ с добавкой наночастиц были проведены эксперименты по определению коэффициента сопротивления и коэффициента остаточного сопротивления (рис. 10). Основной целью закачки КДГ является создание непроницаемого или мало проницаемого барьера в высокопроницаемых участках или каналах пласта с целью перераспределения фильтрационных потоков в пласте. В этой связи важным фактором является способность рабочего агента к проникновению в глубинные зоны пласта, поскольку гелевый экран, размещенный в призабойной зоне скважины, практически не эффективен для данной задачи. Эксперименты по определению проникающей способности разработанных составов, как упоминалось ранее, проводились на 10-метровой насыпной модели пласта с проницаемостью в 1000 мД, состоящей из 6 секций. КДГ закачивался в виде оторочки объемом, равным объему одной секции модели или $\frac{1}{6}$ от порового объема всей модели. По истечении индукционного периода в 48 часов закачивалась морская вода в объеме, также равным объему одной секции, для регистрации дифференциального давления, необходимого, чтобы протолкнуть оторочку в последующую секцию. Период закачки морской воды коррелировал с изменением вязкости закачиваемых жидкостей. Для соблюдения данного условия образцы каждого из двух исследуемых составов хранились в термостатической водяной бане и значения вязкости определялись каждые 24 часа. Каждое увеличение вязкости на 50% принималось за начало нового этапа закачки оторочки морской воды. Результаты испытаний показали увеличение дифференциального давления на 410% при концентрации наночастиц в 1000 млн$^{-1}$, несмотря на больший размер частиц КДГ при концентрации наночастиц в 2000 млн$^{-1}$ наблюдаемые значения дифференциального давления были ниже, чем ожидалось. Предположительно превышение критической концентрации наночастиц приводит к образованию слабого полимерного барьера в пористой среде, причина подобного явления может заключаться в том, что коллоиды с низким значением дзета-потенциала теряют свою стабильность и разрушаются под давлением.

Значения факторов остаточного сопротивления были измерены после вытеснения исследуемых образцов из модели. Полученные результаты испытаний согласуются с предыдущими экспериментами и представлены в Таблице 7.

ВЫВОДЫ

- Добавление наночастиц TiO_2 привело к повышению реологической стабильности, снижению межфазного натяжения, увеличению дзета-потенциала и увеличению значений RF/RRF коллоидно-дисперсионных гелей.
- Критическая концентрация наночастиц в КДГ была определена как 1000 млн$^{-1}$. При этом наблюдалось псевдопластичное поведение системы, низкая термохимическая деструкция и 47% снижение поверхностного натяжения на границе раздела жидкость/воздух, а уменьшение среднего размера частиц не превышало 10%. Присутствие наночастиц увеличивает дзета-потенциал коллоида на 43% и его термостабильность. Значения RF/RRF были на 173% и 59% больше, по сравнению с эталонным составом.

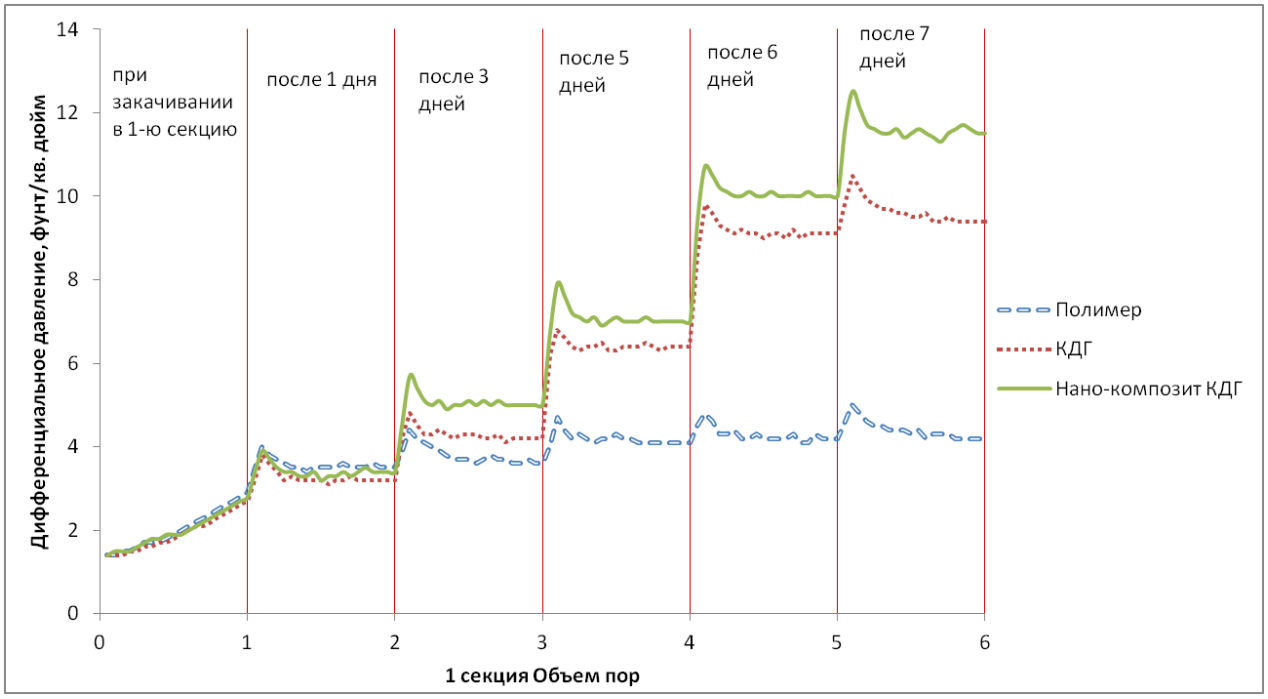


Рис. 10. Изменения дифференциального давления в зависимости от концентрации наночастиц

Таблица 7

Динамика изменения коэффициента остаточного сопротивления при закачке КДГ в зависимости от концентрации наночастиц

Концентрация наночастиц, (млн$^{-1}$)	Фактор остаточного сопротивления
0	524
1000	835
2000	629

- Предложен кинетический механизм гелеобразования коллоидных дисперсных гелей в присутствии наночастиц TiO_2. Межфазное осаждение наночастиц уменьшает когезионную энергию на границе раздела жидкость-воздух, что приводит к снижению поверхностного натяжения. Между тем межвитковое осаждение наночастиц ограничивает усадку полимерной спирали, что наблюдалось при измерении размера частиц в течение времени. Выше критической концентрации наночастиц анионность коллоида уменьшалась в результате усадки диффузионного слоя и низкого электрического потенциала полимерных катушек.

Благодарность. Авторы выражают благодарность и глубокую признательность д.т.н., профессору, члену-корреспонденту НАНА Сулейманову Б.А. за советы и ценные замечания при работе над данной статьей.

ЛИТЕРАТУРА

Aalaie J., Rahmatpour A. Preparation and swelling behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide nanocomposite hydrogels in electrolyte solutions. J.of Macromol. Sci., Part B, Vol. 47, No. 1, 2008, pp. 98108, DOI: 10.1080/00222340701746085.

Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate. SPE J., Vol. 14, No. 3, 2009, pp. 450-461.

Bjorsvik M., Hoiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. Colloids and Surfaces A: Physicochemical And Engineering Aspects, Vol. 317, No. 1-3, 2007, pp. 504-511.

REFERENCES

Aalaie J., Rahmatpour A. Preparation and swelling behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide nanocomposite hydrogels in electrolyte solutions. J.of Macromol. Sci., Part B, Vol. 47, No. 1, 2008, pp.98108, DOI: 10.1080/00222340701746085.

Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., McCool C.S. Formation and propagation of gel aggregates using partially hydrolyzed polyacrylamide and aluminum citrate. SPE J., Vol. 14, No. 3, 2009, pp. 450-461.

Bjorsvik M., Hoiland H., Skauge A. Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions. Colloids and Surfaces A: Physicochemical And Engineering Aspects, Vol. 317, No. 1-3, 2007, pp. 504-511.

Coste J.P., Liu Y., Bai B., Li Y., Shen P., Wang Z., Zhu G. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing. In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, April 2000, Paper Number: SPE-59362-MS.

Fielding R.C., Jr., Gibbons D.H., Legrand F.P. In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of North Rainbow Ranch unit. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1994, Paper Number: SPE-27773-MS.

Mack J.C. and Smith J.E. In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, April 1994, Paper Number: SPE 27780-MS.

Natarajan D, McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P. Control of In-Situ Gelation Time for HPPAM-Chromium Acetate Systems. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, (19-22 April 1998), Paper SPE 39696-MS.

Pu W., Zhao S., Wang S., Wei B., Yuan C., Li Y. Investigation into the migration of polymer microspheres (PMs) in porous media: Implications for profile control and oil displacement. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 540, 2018, pp. 265-275.

Ranganathan R., Lewis R., McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P. Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel system. SPE Journal, Vol. 3, No. 4, 1998, pp. 337-343, Paper Number: SPE-52503-PA.

Skauge T., Spildo K., Skauge A. Nano-sized particles for EOR. 2010, Paper Number: SPE-129933-MS.

Smith J.E. Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 1995. Paper Number: SPE-28989-MS.

Spildo K., Skauge A., Aarra M.G., Tweheyo M.T. A new polymer application for North Sea reservoirs. SPE Res. Eval. And Eng., Vol. 12, No. 3, 2009, pp. 427-432, Paper Number: SPE-113460-PA.

Spildo K., Skauge A., Skauge T. Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010, Paper Number: SPE-129927-MS

Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017a, Paper Number: SPE-187784-MS.

Suleimanov B.A., Ismayilov R.H., Abbasov H.F., Wang W.Z., Peng S.M. Thermophysical properties of nano- and microfluids with [Ni5 (μ5-pppmda)4Cl2] metal string complex particles. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 513, 2017b, pp. 41-50.

Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F. Softened water application for enhanced oil recovery. SOCAR Proceedings, No. 1, 2019, pp. 19-29.

Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F., Frampton H. Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. In SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. 2017, November, Baku, Azerbaijan, Paper Number: SPE-188998-MS.

Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Aliyev A.A. Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for EOR applications. ANAS Transactions, Earth Sciences, Vol. 1, 2021, pp. 82-92.

Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Naghiyeva N.V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. International Journal of Modern Physics B, Vol. 34, No. 28, 2020, 2050260.

Coste J.P., Liu Y., Bai B., Li Y., Shen P., Wang Z., Zhu G. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing. In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, April 2000, Paper Number: SPE-59362-MS.

Fielding R.C., Jr., Gibbons D.H., Legrand F.P. In-depth drive fluid diversion using an evolution of colloidal dispersion gels and new bulk gels: an operational case history of North Rainbow Ranch unit. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1994, Paper Number: SPE-27773-MS.

Ismayilov R.G.,Veliyev E.F. Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of viscous oils. Azerbaijan Oil Industry, No. 5, 2021, pp. 22-28 (in Russian).

Kadyrov R.R., Veliyev E.F., Safiulina A.R. Improvement of well repair and insulation technologies Publishing House UGNTU (Ufa State Petroleum Technical University), Ufa, 2022 (in Russian).

Mack J.C. and Smith J.E. In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, April 1994, Paper Number: SPE 27780-MS.

Natarajan D, McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P. Control of In-Situ Gelation Time for HPPAM-Chromium Acetate Systems. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, (19-22 April 1998), Paper SPE 39696-MS.

Pu W., Zhao S., Wang S., Wei B., Yuan C., Li Y. Investigation into the migration of polymer microspheres (PMs) in porous media: Implications for profile control and oil displacement. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 540, 2018, pp. 265-275.

Ranganathan R., Lewis R., McCool C.S., Green D.W., Willhite G.P. Experimental study of the gelation behavior of a polyacrylamide/aluminum citrate colloidal-dispersion gel system. SPE Journal, Vol. 3, No. 4, 1998, pp. 337-343, Paper Number: SPE-52503-PA.

Skauge T., Spildo K., Skauge A. Nano-sized particles for EOR. 2010, Paper Number: SPE-129933-MS.

Smith J.E. Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 1995, Paper Number: SPE-28989-MS.

Spildo K., Skauge A., Aarra M.G., Tweheyo M.T. A new polymer application for North Sea reservoirs. SPE Res. Eval. And Eng., Vol. 12, No. 3, 2009, pp. 427-432, Paper Number: SPE-113460-PA.

Spildo K., Skauge A., Skauge T. Propagation of colloidal dispersion gels (CDG) in laboratory corefloods. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2010, Paper Number: SPE-129927-MS.

Suleimanov B.A. Slip effect during filtration of gassed liquid. Colloid journal, 59 (6), 1997, pp. 807-812 (in Russian).

Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017a, Paper Number: SPE-187784-MS.

Suleimanov B.A., Ismayilov R.H., Abbasov H.F., Wang W.Z., Peng S.M. Thermophysical properties of nano- and microfluids with [Ni5 (μ5-pppmda)4Cl2] metal string complex particles. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Vol. 513, 2017b, pp. 41-50.

Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F. Softened water application for enhanced oil recovery. SOCAR Proceedings, No. 1, 2019, pp. 19-29.

Suleimanov B.A., Latifov Y.A., Veliyev E.F., Frampton H. Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition.

Veliyev E.F. Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. SOCAR Proceedings, No. 3, 2021, pp. 78-86.

Veliyev E.F., Aliyev A.A. Propagation of nano sized CDG deep into porous media. In SPE Annual Caspian Technical Conference. 2021, October, Paper Number: ***SPE***-207024-MS.

Vishnyakov V., Suleimanov B., Salmanov A., Zeynalov E. Primer on Enhanced Oil Recovery. Gulf Professional Publishing. 2019, 222 p.

Wang D., Han P., Shao Z., Hou W., Seright R.S. Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE Reservoir Eval. Eng., Vol. 11, No. 1, 2008, pp. 18-26.

Yadav U.S. and Mahto, V. Investigating the effect of several parameters on the gelation behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide–hexamine–hydroquinone gels. Industr. Eng. Chem. Research., Vol. 52, No. 28, 2013, pp. 9532-9537. DOI: 10.1021/ie 400488a.

Zhao S., Pu W., Wei B., Xu X. A comprehensive investigation of polymer microspheres (PMs) migration in porous media: EOR implication. Fuel, Vol. 235, 2019, pp. 249-258.

Велиев Э.Ф. Комбинированный метод увеличения нефтедобычи на основе технологии АСП. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, Vol. 4, No. 81, 2021a, pp. 41-48.

Велиев Э.Ф. Методы прогнозирования процесса конусообразования. Азербайджанское нефтяное хозяйство, No. 3, 2021б, с. 18-25.

Исмаилов Р.Г., Велиев Э.Ф. Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. Азербайджанское нефтяное хозяйство, No. 5, 2021, с. 22-28.

Кадыров Р.Р., Велиев Э.Ф., Сафиуллина А.Р. Совершенствование технологий проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах. Издательство УГНТУ. Уфа, 2022.

Сулейманов Б.А. Об эффекте проскальзывания при фильтрации газированной жидкости. Коллоидный журнал, Т. 59, No. 6, 1997, с. 807-812.

2017, November, Baku, Azerbaijan, Paper Number: SPE-188998-MS.

Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Aliyev A.A. Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for EOR applications. ANAS Transactions, Earth Sciences, Vol. 1, 2021, pp. 82-92.

Suleimanov B.A., Veliyev E.F., Naghiyeva N.V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery. International Journal of Modern Physics B, Vol. 34, No. 28, 2020, 2050260.

Veliyev E.F. Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. SOCAR Proceedings, No. 3, 2021, pp. 78-86.

Veliyev E.F. Enhanced oil recovery combined technique on the base of APRS. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, Vol. 4, No. 81, 2021a, pp. 41-48 (in Russian).

Veliyev E.F. Prediction method for coning process. Azerbaijan Oil Industry, No. 3, 2021б, pp.18-25. (in Russian).

Veliyev E.F., Aliyev A.A. Propagation of nano sized CDG deep into porous media. In SPE Annual Caspian Technical Conference. 2021, October, Paper Number: ***SPE***-207024-MS.

Vishnyakov V., Suleimanov B., Salmanov A., Zeynalov E. Primer on Enhanced Oil Recovery. Gulf Professional Publishing. 2019, 222 p.

Wang D., Han P., Shao Z., Hou W., Seright R.S. Sweep improvement options for the Daqing oil field. SPE Reservoir Eval. Eng., Vol. 11, No. 1, 2008, pp. 18-26.

Yadav U.S. and Mahto, V. Investigating the effect of several parameters on the gelation behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide–hexamine–hydroquinone gels. Industr. Eng. Chem. Research., Vol. 52, No. 28, 2013, pp. 9532-9537, DOI: 10.1021/ie400488a.

Zhao S., Pu W., Wei B., Xu X. A comprehensive investigation of polymer microspheres (PMs) migration in porous media: EOR implication. Fuel, Vol. 235, 2019, pp. 249-258.

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОЧАСТИЦ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ КОЛЛОИДНО-ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Велиев Э.Ф, Алиев А.А.
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
AZ1122, Азербайджан, Баку, ул.Г.Зардаби, 88А: elchinf.veliyev@socar.az

Резюме. На сегодняшний день в связи с увеличением фонда скважин, находящихся на поздней стадии разработки, особую актуальность приобретают методы отклонения фильтрационных потоков в пласте. Наличие высокопроницаемых участков или каналов в пласте, неизбежно возникающих при длительной эксплуатации пласта, в свою очередь снижает эффективность заводнения и создает участки пласта, практически не затронутые им. Решением в сложившейся ситуации является снижение проницаемости высокопроницаемых зон и перераспределение фильтрационных потоков в зоны, не затронутые заводнением. Наиболее распространёнными рабочими агентами, применяемыми с этой целью, являются различные гелевые составы. В представленной работе разработан коллоидно-дисперсный гелевый состав с добавлением наночастиц TiO_2. Проведены реологические исследования полученных составов, изучены их термическая стабильность и дзета-потенциал. Полученные результаты были подтверждены исследованиями на насыпных моделях пласта. Добавка наночастиц привела к повышению реологической стабильности, снижению межфазного натяжения, увеличению дзета-потенциала, а также увеличению значений RF/RRF коллоидно-дисперсионных гелей. Была определена критическая концентрация наночастиц в коллоидно-десперных гелях, составившая 1000 млн$^{-1}$. При этом наблюдалось псевдопластичное поведение системы, низкая термохимическая деструкция и 47% снижение поверхностного натяжения на границе раздела жидкость/воздух, а уменьшение среднего размера частиц не превышало 10%. Присутствие наночастиц увеличило дзета-потенциал коллоидной системы на 43% и его термостабильность. Значения RF/RRF были на 173% и 59% больше по сравнению с эталонным составом. Предложен кинетический механизм гелеобразования коллоидных дисперсных гелей в присутствии наночастиц TiO_2.

Ключевые слова: *дзета потенциал, коллоидно-дисперсные гели, поверхностное натяжение, фактор остаточного сопротивления, месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки*

KOLLOİD DİSPERS SİSTEMLƏRİN STABİLLƏŞDİRİLMƏSİ ÜÇÜN NANOHİSSƏCİKLƏRİN TƏTBİQİ

Vəliyev E.F., Əliyev Ə.A.
Neftqazelmitədqiqatlayihə İnstitutu, SOCAR, Bakı Azərbaycan
AZ1122, Azərbaycan, Bakı, H.Zardabi küç., 88A: elchinf.veliyev@socar.az

Xülasə. Bu gün işlənmənin son mərhələsində olan neft yataqlarının sayının artması ilə əlaqədar layda maye axınlarının istiqamətinin dəyişdirilməsi üsulları xüsusi aktuallıq kəsb edir. Kollektorda yüksək keçiricilikli zonaların mövcud olması su ilə sıxışdırılmanın səmərəliliyini azaldır və praktiki olaraq sıxışdırılmamış neftli zona yaradır. Bunun qarşısını almaq üçün yüksək keçiricilik zonalarının keçiriciliyini azaltmaq və filtrasiya axınlarını sıxışdırılmadan təsirlənməyən zonalara yönləndirmək lazımdır. Bu məqsədlə istifadə edilən ən geniş yayılmış işçi agentlər müxtəlif gel kompozisiyalarıdır. Təqdim olunan işdə TiO_2 nanohissəciklərinin əlavə edilməsi ilə kolloid-dispers gel (KDG) tərkibi işlənilmişdir. Alınmış kompozisiyaların reoloji tədqiqatları aparılmış, termiki stabilliyi və zeta potensialı öyrənilmişdir. Alınan nəticələr lay modeli təcrübələri ilə təsdiq edilmişdir. Nanohissəciklərin əlavə edilməsi fazalararası səthi gərginliyi azaldıb və kolloid dispersiya gellərinin reoloji sabitliyini, zeta potensialını və RF/RRF qiymətlərini artırmışdır. KDG-də nanohissəciklərin kritik konsentrasiyası 1000 mln^{-1} olaraq təyin edilmişdir. Sistemin psevdoplastik davranışı, aşağı termokimyəvi deqradasiya və maye/hava sərhədində səthi gərilmənin 47% azalması müşahidə edilmişdir. Hissəciklərin orta ölçüsünün azalması 10%-dən çox olmamışdır. Nanohissəciklərin olması kolloid sistemin zeta potensialını və onun termiki stabilliyini 43% artırıb. RF/RRF dəyərləri baza tərkib ilə müqayisədə 173% və 59% yüksək olmuşdur. TiO_2 nanohissəciklərinin iştirakı ilə kolloid dispers gellərin kinetik gel əmələ gəlmə mexanizmi təklif edilmişdir.

Açar sözlər: *zeta potensialı, kolloid dispers gellər, səthi gərginlik, qalıq müqavimət əmsalı, İşlənmənin son mərhələsində olan yataqlar*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

ГЕОГРАФИЯ И МАСШТАБЫ ДЕГАЗАЦИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

Керимов В.Ю.[1,2], Абдуллаева В.К.[3]

[1]Институт нефти и газа Национальной академии наук Азербайджана
AZ1000, Баку, Азербайджан, ул. Ф. Амирова, д. 9: vagif.kerimov@mail.ru
[2]Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе,
117997, Москва, Россия, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
[3]Азербайджанский университет нефти и промышленности
AZ1010, Баку, Азербайджан, просп. Азадлыг, 16/21

GEOGRAPHY AND SCALE OF GREENHOUSE GAS DEGASATION IN AZERBAIJAN

Kerimov V.Yu.[1,2], Abdullayeva V.K.[3]
[1]Institute of Oil and Gas of the Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan,
9, F.Amirov str., Baku, Azerbaijan, AZ 1000: vagif.kerimov@mail.ru
[2]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting,
23, Miklukho-Maklay str., Moscow, Russian Federation, 117997
[3]Azerbaijan State Oil and Industry University
16/21, Azadlig prosp., Baku, Azerbaijan, AZ1000

Keywords: *Azerbaijan, Earth degassing, long-lived greenhouse gases, carbon dioxide, nitrogen oxide, anthropogenic gas emissions, deep, crustal geofluidodynamic systems*

Summary. The paper considers the conditions and scale of degassing in the territory of Azerbaijan. The structure of greenhouse gas emissions and the dynamics of emissions of carbon dioxide CO_2, methane CH_4 and nitrogen oxide N_2O generated from stationary sources in the territory of Azerbaijan are shown. Based on the research, the geography of greenhouse gas degassing and the volume of emissions of pollutants into the atmosphere by components in the territory of Azerbaijan were determined. It is analyzed that anthropogenic greenhouse gas emissions generated by stationary sources in Azerbaijan are formed as a result of the production activities of a number of industries, such as mining; provision of electricity, gas and steam; air conditioning; manufacturing industries; water supply; cleaning of drains; construction industry; agriculture and forestry; transport, storage and communication; repair of vehicles and motorcycles and other activities. The share of enterprises in the fuel and energy complex that emit greenhouse gases and pollute the atmosphere is about 60%. Recent studies show that in the territory of Azerbaijan, along with anthropogenic degassing, the deep and crustal degassing of the Earth also plays an active role.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Причиной выбросов газов в атмосферу является результат антропогеновой деятельности человека и природных явлений – дегазации Земли. Изменение климата связано с увеличением концентрации парниковых газов в атмосфере, в число которых входят метан CH_4, диоксид углерода CO_2, оксид азота N_2O, гексафторид серы SF_6, перфторуглероды (ПФУ) и гидрофторуглероды (ГФУ) (Бюллетень ВМО по парниковым газам, 2015).

В табл.1 представлены показатели выбросов углекислого газа CO_2 по странам мира по данным Всемирного банка (ВБ). Самыми крупными эмитентами CO_2 являются Китай и США. Только на эти две страны вместе приходится более 40% общемировых выбросов CO_2. Другим показателем является эмиссия CO_2 на душу населения, который используется в климатологии и экологии для оценки уровня выброса парниковых газов (см. табл. 1). В связке с валовым национальным продуктом данный показатель характеризует энергетическую зависимость страны от углеводородов. С другой стороны, предельно низкие значения эмиссии свидетельствуют об индустриальной отсталости. С точки зрения климатологии высокие значения эмиссии CO_2, ведущие к росту содержания парниковых газов в атмосфере Земли, являются основной причиной глобального потепления.

Таблица 1

Показатели выбросов углекислого газа CO_2 по странам мира по данным ВБ

Доля в % от общих выбросов CO_2				**Эмиссии CO_2 на душу населения**		
№	**Страна**	**2018, млн. т/год**	**2018, %**	**№**	**Страна**	**2018, %**
1	Китай	10313.5	30.3	1	Катар	32.4
2	США	4981.3	14.6	2	Кувейт	21.6
3	Индия	2434.5	7.2	3	ОАЭ	20.8
4	Россия	1607.6	4.7	4	Бахрейн	19.6
5	Япония	1106.2	3.2	5	Бруней	16.6
6	Германия	709.5	2.1	6	Палау	16.2
7	Республика Корея	630.9	1.9	7	Канада	15.5
8	Иран	629.3	1.8	8	Австралия	15.5
9	Индонезия	583.1	1.7	9	Люксембург	15.3
10	Канада	574.4	1.7	10	Саудовская Аравия	15.3
…...	……	……	……	…….	……	……
70	**Азербайджан**	**32.0**	**0.1**	**95**	**Азербайджан**	**3.2**
	Европейский союз	**2871.0**	**8.4**		**Европейский союз**	**6.4**
	Еврозона	**2207.4**	**6.5**		**Еврозона**	**6.5**
	Страны ОЭСР	**11998.5**	**35.2**		**Страны ОЭСР**	**8.8**
	Всего в мире	**34041.0**	**100.0**		**Среднее в мире**	**4.6**

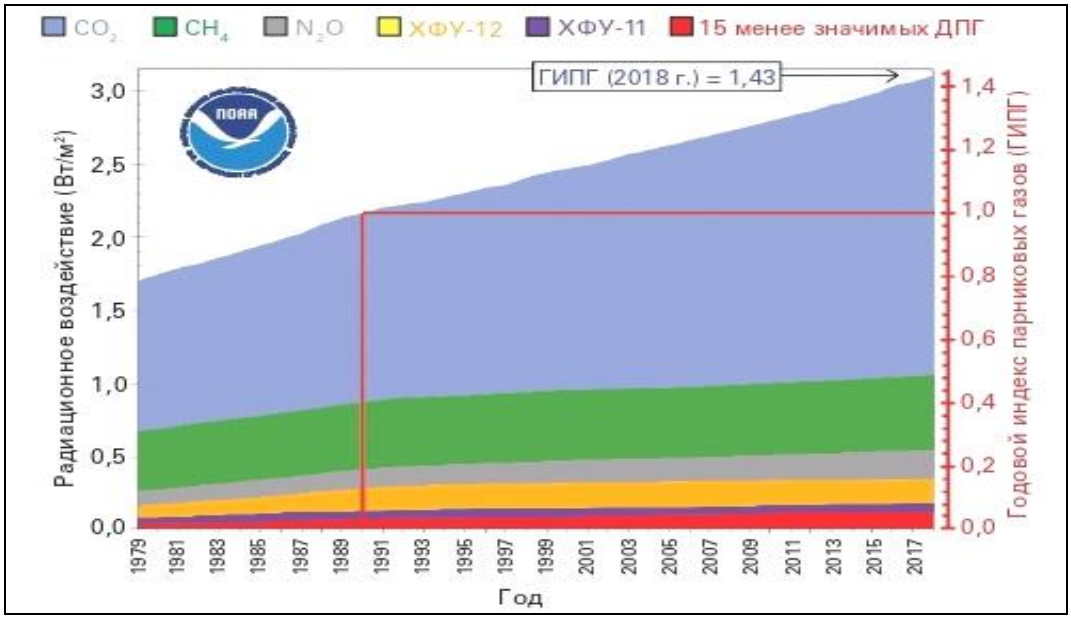


Рис. 1. Радиационное воздействие долгоживущих парниковых газов на атмосферу за 2018 г. относительно 1979 г. (Butler, Montzka, 2018)

Информация о содержании в атмосфере важнейших долгоживущих парниковых газов (ДПГ) (CO_2, CH_4 и закиси азота N_2O, ХФУ-12 и ХФУ-11), составляющих 96%, и о радиационном воздействии, обусловленном долгоживущими парниковыми газами, а также о темпах изменения их содержания приводится на рис. 1 (Butler, Montzka, 2018).

Вклад *диоксида углерода* CO_2 в увеличение радиационного воздействия долгоживущих парниковых газов за последнее десятилетие составляет примерно 82%, а за последние пять лет – порядка 81%. Глобально усредненная молярная доля CO_2 в 2018 г. составила 407.8±0.1 млн.$^{-1}$. Из всего объема выбросов в результате человеческой деятельности в период с 2009 по 2018 гг. около 44% аккумулировалось в атмосфере, 23% – в океане и 29% – на суше; не соотнесенный ни с чем остаток баланса составляет 4% (Friedlingstein, Jones, 2019).

Глобально усредненная доля *метана* CH_4, рассчитанная на основании наблюдений in situ, достигла в 2018 г. нового максимума, составившего 1869±2 млрд.$^{-1}$, что является увеличением на 10 млрд.$^{-1}$ по отношению к предыдущему году. Этот рост превышает увеличение в размере 7 млрд.$^{-1}$ в период с 2016 по 2017 гг., а также среднегодовое увеличение за последнее десятилетие (The energy report…, 2011).

Глобально усредненная молярная доля *оксида азота* N_2O в 2018 г. достигла 331.1±0.1 млрд.$^{-1}$, что на 1.2 млрд.$^{-1}$ выше показателя предыдущего года и на 123% больше доиндустриального уровня (270 млрд.$^{-1}$). Вероятные причины увеличения концентрации N_2O в атмосфере заключаются в расширении использования удобрений в сельском хозяйстве и увеличении объема N_2O, высвобождающегося из почв из-за избыточного осаждения атмосферного азота в связи с загрязнением воздуха (Sutton et al., 2013).

Содержание в атмосфере некоторых *гидрохлорфторуглеродов и гидрофторуглеродов* растет относительно высокими темпами даже при том, что степень их концентрации находится на низком уровне – трлн.$^{-1}$.

Антропогенная дегазация долгоживущих парниковых газов на территории Азербайджана

Диоксид углерода CO_2 является наиболее важным антропогенным парниковым газом в атмосфере, доля которого в радиационном воздействии составляет приблизительно 66%. Доля выбросов CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива, которая остается в атмосфере (атмосферная фракция), изменяется каждый год вследствие значительной естественной изменчивости поглотителей CO_2. Продукты сжигания ископаемого топлива от природных источников CO_2 можно отличать, воспользовавшись измерением концентрации радиоактивного углерода (^{14}C) в составе атмосферного углекислого газа CO_2. Измерение изотопного состава CO_2 в атмосфере помогает идентифицировать и количественно определять его источники и поглотители. В природных системах присутствуют три изотопа углерода: ^{12}C (~99% всего объема углерода), ^{13}C (~1%) и ^{14}C (~1 часть на триллион). Все изотопы углерода живут на протяжении всего углеродного цикла, однако относительная доля каждого изотопа в различных накопителях углерода варьируется, создавая уникальные «отпечатки» для каждого накопителя. Концентрация ^{14}C является важным показателем для обнаружения CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива и в настоящее время выступает в качестве основного метода оценки выбросов CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива при производстве измерений в атмосфере (Метц и др., 2005). Одновременные наблюдения за CO_2 и ^{14}C свидетельствуют о снижении содержания ^{14}C в атмосферном CO_2, вызванном выбросом в атмосферу дополнительных объемов CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива. Например, модели расположения мест с высокой концентрацией CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива были определены в большинстве стран мира благодаря пробам атмосферного ^{14}C, взятым непосредственно в воздухе и растительном материале (Hsueh et al., 2007; Shibata et al., 2005).

Информация о динамике выбросов диоксида углерода, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана, показана на рисунке 2а. По выбросам CO_2 Азербайджан находится на 70-ом, а по эмиссии CO_2 на душу населения – на 95-ом месте (см. табл. 1). Выбросы углекислого газа в Азербайджане в 2020 г. сократились на 5.5% по сравнению с 2019 г.

Доля метана CH_4 в радиационном воздействии ДПГ составляет примерно 17%. Приблизительно 40% метана поступает в атмосферу из естественных источников (например, глубинный метан, водно-болотные угодья и термитники) и около 60% – из антропогенных (например, использование ископаемого топлива, захоронение отходов и сжигание биомассы, разведение скота, выращивание риса и др.) (Saunois et al., 2019). Информация о динамике выбросов метана CH_4 на территории Азербайджана показана на рис. 2б.

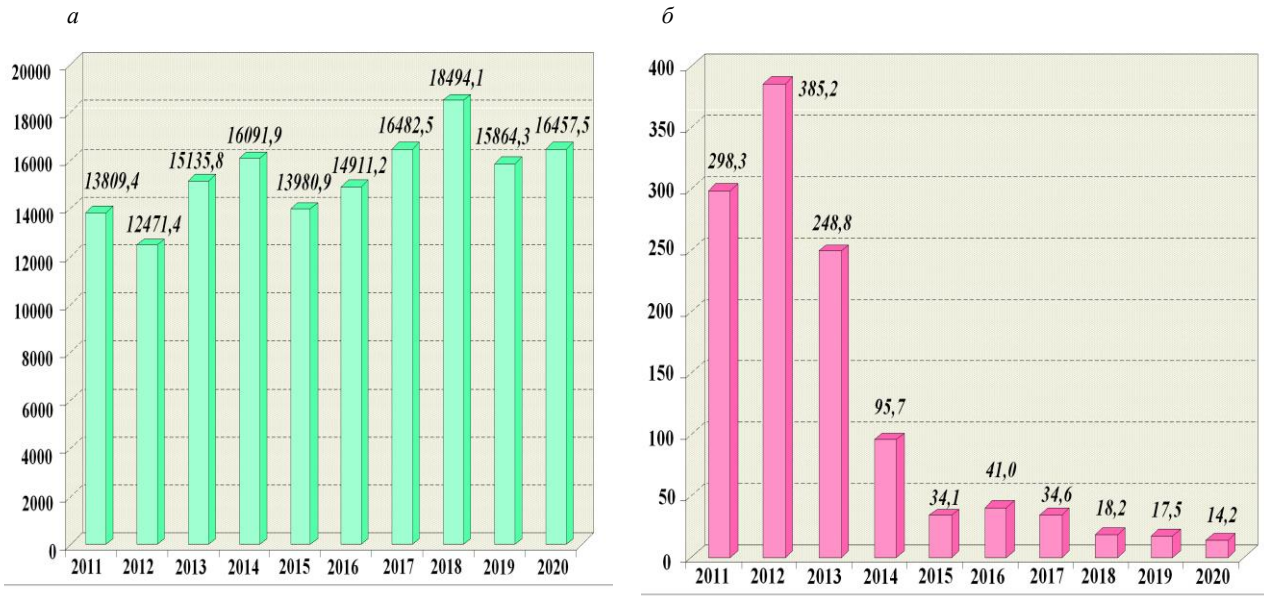


Рис. 2. Динамика выбросов диоксида углерода CO_2 (а) и метана CH_4 (б) в тыс. т, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана (Государственный статистический комитет Азербайджанской Республики, 2022)

Доля оксида азота N_2O в радиационном воздействии ДПГ составляет примерно 6%. Так, N_2O поступает в атмосферу как из естественных (около 60%), так и из антропогенных источников (приблизительно 40%), включая океаны, почву, сжигание биомассы, использование удобрений и различные промышленные процессы. Информация о динамике выбросов оксида азота N_2O, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана, показана на рис. 3а. В целом структура выбросов ДПГ на территории Азербайджана показана на рисунке 3б.

Доля оксида азота N_2O в радиационном воздействии ДПГ составляет примерно 6%. Так, N_2O поступает в атмосферу как из естественных (около 60%), так и из антропогенных источников (приблизительно 40%), включая океаны, почву, сжигание биомассы, использование удобрений и различные промышленные процессы. Информация о динамике выбросов оксида азота N_2O, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана, показана на рис. 3а. В целом структура выбросов ДПГ на территории Азербайджана показана на рисунке 3б.

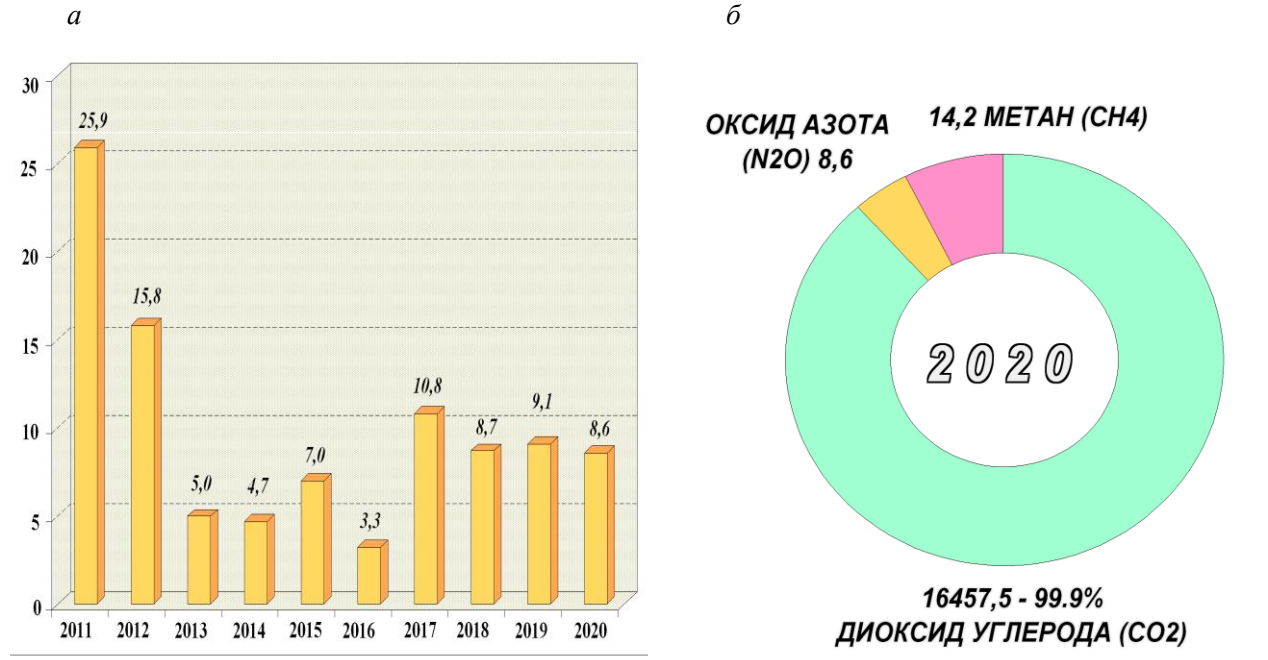


Рис. 3. Динамика выбросов оксида азота N_2O (а) и структура выбросов ДПГ (б) на территории Азербайджана (Государственный статистический комитет Азербайджанской Республики, 2022)

Из прочих парниковых газов вклад хлорфторуглеродов, разрушающих стратосферный озоновый слой, вместе с менее значимыми галогенированными газами в радиационное воздействие ДПГ составляет ~11%. Содержащиеся в атмосфере гидрохлорфторуглероды и гидрофторуглероды также являются активными парниковыми газами. Гексафторид серы SF_6, содержание которого в атмосфере находится на таком же низком уровне, является чрезвычайно активным ДПГ. Он производится химической промышленностью главным образом в качестве электроизоляционного материала в оборудовании для распределения электроэнергии. В настоящее время его молярная доля более чем в два раза превышает уровень, который наблюдался в середине 1990-х гг.

Проведенные исследования позволили определить объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в Азербайджане по компонентам (рис. 4, табл. 2) и географию дегазации парниковых газов на территории Азербайджана (рис. 5).

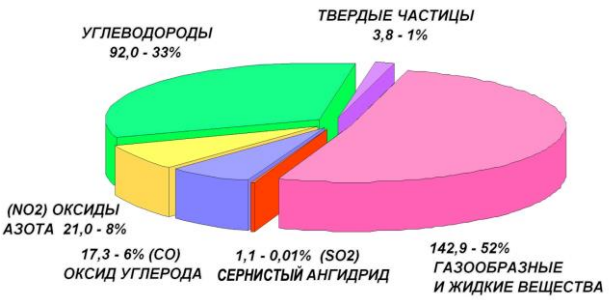


Рис. 4. Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в Азербайджане по компонентам (Государственный статистический комитет Азербайджанской Республики, 2022)

По видам экономической деятельности антропогенные выбросы парниковых газов, загрязняющих атмосферу, генерируемых из стационарных источников в Азербайджане, образуются в результате производственной деятельности ряда отраслей (табл. 3). При этом доля предприятий топливно-энергетического комплекса (рис. 6), выбрасывающих парниковые газы и загрязняющих атмосферу, составляет около 60 %.

Рис. 5. Карта дегазации на территории Азербайджана (автор: В.Ю. Керимов)

Таблица 2

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, генерируемых парниковыми газами из стационарных источников, тыс. т

Загрязняющие вещества	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Диоксид углерода CO_2	17 664.4	14 828.8	16 013.3	15 293.1	14 399.6	13 809.4	12 471.4	15 135.8
Оксид азота N_2O	0.8	1.7	6.4	10.4	11.8	25.9	15.8	5.0
Метан CH_4	16.6	24.3	49.5	24.2	18.3	298.3	385.2	248.8
Промышленные газы с большим периодом жизни								
Гидро-фторуглероды	0.6	0.5	0.2	7.0	6.8	0.0	6.4	3.9
Гексафторид серы SF_6 (*стойкий парниковый газ)*	0.1	0.1	0.2	0.6	0.3	0.7	0.6	0.2
Перфторированные органические соединения	0.9	0.6	0.3	6.4	5.6	0.1	5.6	2.4
	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	
Диоксид углерода CO_2	16 091.9	13 980.8	14 911.2	16 482.5	18 494.1	15 864.3	16 457.5	
Оксид азота N_2O	4.7	7.0	3.3	10.8	8.7	9.1	8.6	
Метан CH_4	95.7	34.1	41.0	34.6	18.2	17.5	14.2	
Промышленные газы с большим периодом жизни								
Гидро-фторуглероды	1.8	0.7	0.8	0.8	0.6	0.6	0.5	
Гексафторид серы SF_6 (стойкий парниковый газ)	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Перфторированные органические соединения	0.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	

Дегазация природных газов на территории Азербайджана

Как свидетельствуют результаты исследований, на территории Азербайджана наряду с глубинной дегазацией Земли активная роль принадлежит коровой дегазации, сопряженной с состоянием и функционированием геофлюидодинамических систем, которые связаны с напряженным состоянием недр, высокой и разнообразной геодинамической активностью, ярким проявлением сейсмичности, грязевым вулканизмом и геохимическими процессами (Гулиев, Керимов, 2018; Гулиев и др., 2018). Формирование и эволюция геофлюидодинамических систем в недрах Земли происходит под влиянием геодинамических процессов при активном воздействии генерации, миграции и аккумуляции метана, водорода и других газов, которые протекают во всем объеме осадочного выполнения и на всех этапах эволюции бассейна при возникновении очагов фазовых переходов метана и водорода из растворенного в подземных водах в свободное состояние (Kerimov et al., 2018). Метан является преобладающим компонентом в составе углеводородных газовых залежей. Превалирует он и в составе газовых шапок, и в растворенном газе низкоплотных, маловязких нефтей и представлен в выделениях грязевых вулканов в момент их извержения. Со-

ответственно, формирование месторождений газа и нефти и грязевой вулканизм связаны с развитием полей концентраций этого компонента в природных средах, а именно – с процессами его образования, распределения и потребления в естественных циклах эволюции этих сред (Керимов и др., 2014; Kerimov et al., 2019). Поэтому и образование углеводородов, и грязевые извержения естественно рассматривать как составляющие общего явления, в основе которого лежат фазовые переходы, обусловленные развитием поля метана. Таким образом, процесс современной разгрузки газообразных флюидов связан с изменением энергетического состояния геофлюидодинамических систем и целым рядом физико-химических и флюидодинамических факторов (Цогоев, 1969; Челидзе, 1983).

Проявление свободного водорода в породах нефтегазоносных районов наталкивает на вывод, что водород также характерен для газов вмещающих пород. В 1971 г. В.А.Соколов отметил явную тенденцию увеличения количества водорода в газах, приуроченных к более древним отложениям. Указанные закономерности не позволяют считать нефть или горючий газ донорами водорода и связывать его присутствие в газах с процессами метаморфизма нефти или углеводородных газов. Скорее, наоборот, нефть выступает в качестве акцептора водорода, мобилизуя его из прилежащих пород.

Таблица 3

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников по видам экономической деятельности и компонентам в 2020 г., тыс. т

Виды экономической деятельности	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, всего	**Включая**					
		Твердые частицы	Газообразные и жидкие вещества	Сернистый ангидрид SO_2	Оксид углерода CO	Оксид азота NO_2	Углеводороды
ВСЕГО	**146.7**	**3.8**	**142.9**	**1.1**	**17.3**	**21.0**	**92.0**
Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	0.2	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0
Добыча полезных ископаемых	60.5	2.7	57.8	0.2	6.6	9.5	41.0
Обрабатывающие производства	25.1	0.9	24.2	0.8	2.2	2.7	8.8
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	24.5	–	24.5	0.0	7.3	8.2	8.4
Водоснабжение, очистка сточных вод	0.4	0.0	0.4	0.0	0.1	0.3	0.0
Строительная индустрия	1.2	0.2	1.0	0.1	0.3	0.1	0.1
Розничная и оптовая торговля, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	0.6	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.5
Транспортировка, хранение и связь	34.2	0.0	34.2	0.0	0.7	0.2	33.2
Предоставление прочих видов услуг	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

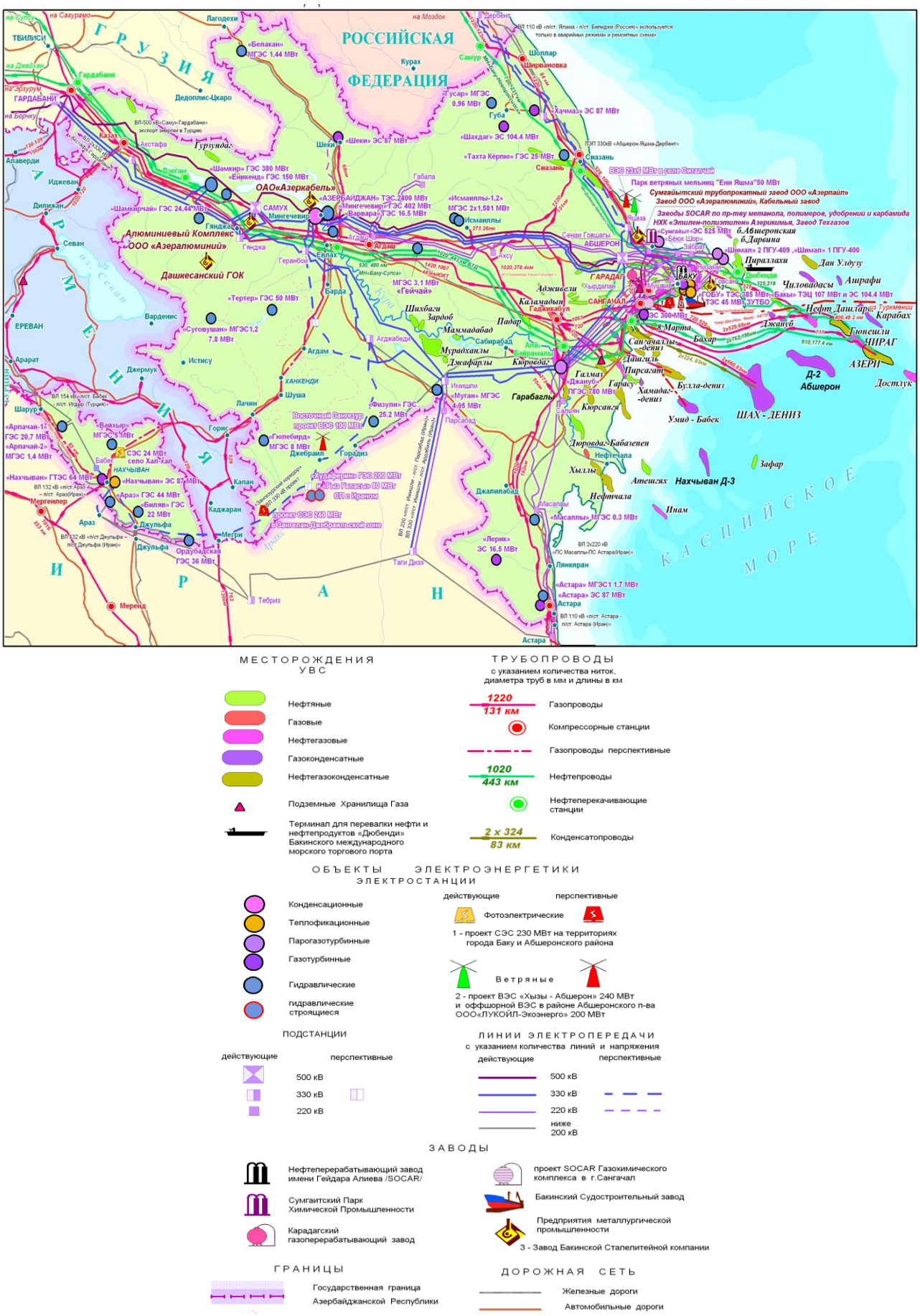


Рис. 6. Топливно-энергетический комплекс Азербайджана (автор: В.Ю. Керимов)

Природные газы на территории Азербайджана характеризуются разнообразным химическим составом. Основными компонентами природных газов являются метан, углекислый газ и азот с содержанием более 50%. Остальные компоненты, такие как этан, пропан, бутан, аргон и др., являются примесями, содержание которых не превышает единицы процентов, а такие, как сероводород, гелий, неон и др., содержатся в микроконцентрациях, в долях одного процента (Керимов и др., 2015; 2017).

На этапе орогенеза горных систем на Большом и Малом Кавказе отмечается интенсивная вулканическая деятельность, фумарольная стадия которой сегодня привела к выделению парниковых газов – метана, углекислого газа и др. На Большом Кавказе с многочисленными тектоническими разломами связаны каналы глубинной дегазации (рис. 7).

Структурно-морфологические особенности строения горных сооружений Кавказа контролирует газовая зональность минеральных вод в регионе (Лаврушин, 2012), где встречаются почти все известные типы минеральных вод, различающиеся по газовому составу (Иванов, Гулиев, 2002): метановые, азотные, сероводородные и углекислые (рис. 8).

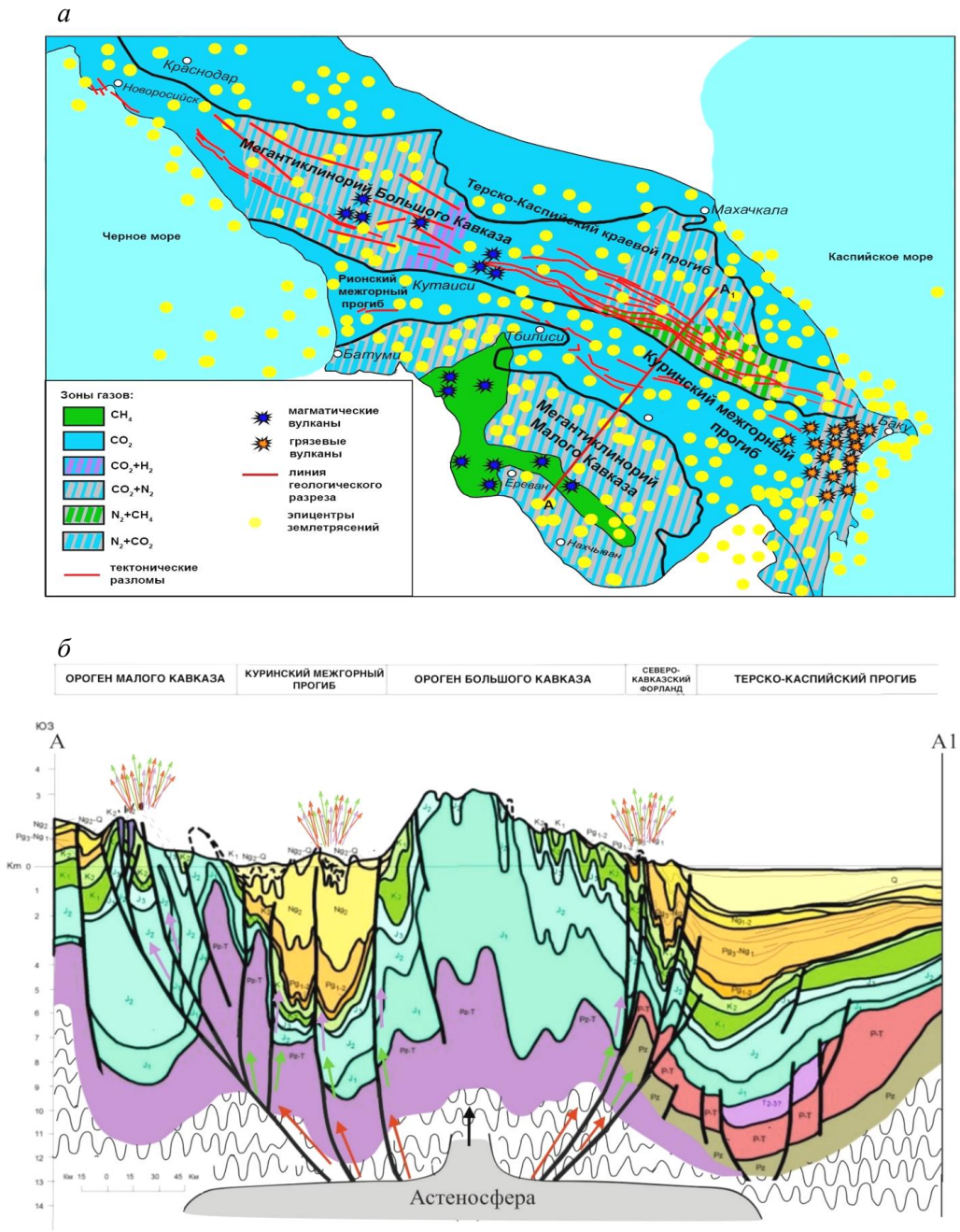


Рис. 7. Схематическая карта (а) и геологический разрез (б) дегазации природных газов Кавказа (составил В.Ю. Керимов по материалам Буачидзе, Мхеидзе, 1989; Иванова, Гулиева, 2002; Senin et al., 2021 и др.)

В осевой части Большого Кавказа встречаются воды, в газах которых доминирует углекислота. Область развития углекислых вод протягивается узкой полосой вдоль оси Большого Кавказа. В предгорных районах располагается область развития пластовых метановых вод (рис. 8). В основном они характерны для хорошо стратифицированных водоносных комплексов предгорных и межгорных впадин, где они ассоциируются с месторождениями нефти и газа (Senin et al., 2021; Kerimov et al., 2020a). С удалением от осевой зоны Главного хребта углекислые воды сменяются азотно-метановыми термами, которые формируются в областях интенсивных орогенных движений (Богоявленский и др., 2020).

Углекислые воды на территории Азербайджана представляют собой гетерогенную систему, компоненты которой имеют разный генезис. По изотопному составу гелия и углерода CO_2 газы минеральных вод близки к газам верхней мантии, однако, судя по высоким значениям CO_2/He, доля метаморфогенной CO_2 значительно превышает магматогенную. Примесь метана в газах имеет коровое происхождение, и его повышенные концентрации маркируют надвиговую структуру Главного хребта. В питании источников доминирует атмогенная составляющая. В изотопном составе воды видны следы высотной зональности, типичной для современных атмосферных осадков (Лаврушин, Поляк, 1997).

Углекислые воды распространены в горных районах Большого и Малого Кавказа, выходы которых в основном представлены естественными источниками. Метан в углекислых водах присутствует в концентрациях от $6 \cdot 10^{-5}$ до 15^{-20} % об. На периферии горного сооружения, там, где формирование углекислых вод происходит в водоносных комплексах мезозойского возраста, его содержание в спонтанных газах, как правило, увеличивается. Однако его высокие концентрации (до 0.5^{-15} % об.) встречаются также и в газах некоторых источников Главного хребта. В то же время обращает на себя внимание тот факт, что область высоких концентраций метана в газах линейно вытянута вдоль оси Главного хребта. Это может быть признаком существования здесь покровных структур, широко развитых на склонах Большого Кавказа (Пантелеев, 1963). Локализация углекислых вод в районах молодого вулканизма позволяет предполагать, что в формировании их газовой фазы принимают участие летучие (магматогенные или магматогенно-метаморфогенные) газы, выделившиеся непосредственно из магматического расплава и/или возникшие при его взаимодействии с вмещающими породами. Наряду с этим в газах также могут присутствовать компоненты, образующиеся в осадочных породах, например, при разложении органического вещества, или газы атмосферного происхождения, поступающие в водоносные горизонты вместе с инфильтрационными водами (Хан, 2010; Bogoyavlensky et al., 2021).

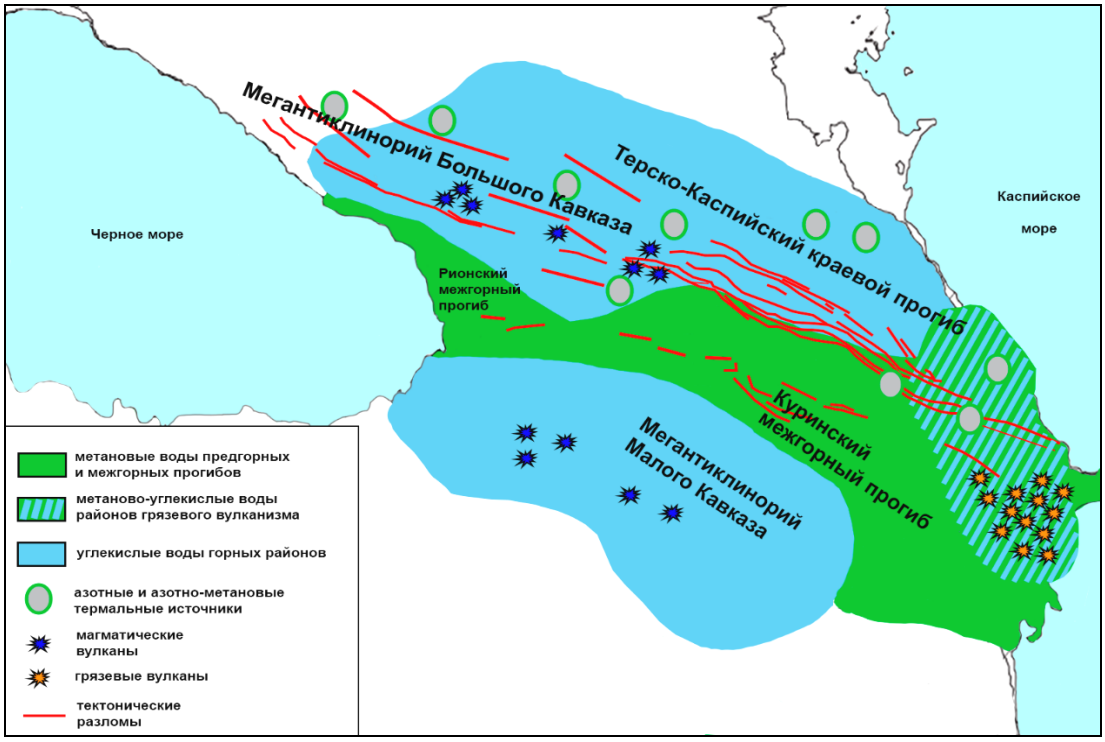


Рис. 8. Схема газовой зональности минеральных вод Кавказского региона (составил В.Ю. Керимов по материалам Буачидзе, Мхеидзе, 1989; Лаврушина, 2012; Цогоева, 1969)

Количество CO_2 в газах вулканов Азербайджана находится обычно в пределах 0.01-8.6%, в среднем составляя 3.0%. Газы вулканов Шамахы-Гобустанского района характеризуются большими значениями CO_2 – до 10%. Количество азота составляет 0.06-11.7%. Содержание инертных компонентов незначительно, достигая в среднем 0.012% (Прикаспийско-Губинский район). В небольшом количестве присутствует и водород H_2, составляя в среднем 0.006% (Бакинский архипелаг) (Алиев и др., 2015; Геология Азербайджана, 2008).

Определить роль каждого источника можно, используя изотопные характеристики газов. Наиболее надежным индикатором присутствия мантийной компоненты в подземных газах, как известно, является отношение концентраций изотопов гелия 3He/4He=R (Клубков и др., 2021; Успенский, 2021). В природных газах это отношение варьирует в пределах трех порядков – от $1\cdot10^{-8}$ в древней континентальной коре до $1.2\cdot10^{-5}$ в верхней мантии. Соответственно, промежуточные значения $^3He/^4He$ в газах указывают на смешение мантийных и коровых компонентов. Данные об изотопном составе гелия и его концентрации в газе помогают уточнить генезис углекислоты и метана.

Основным компонентом газа грязевых вулканов Азербайджана является метан, содержание которого изменяется от 70 до 99 % об. (Алиев и др., 2015; Kerimov et al, 2020b). Метановые газы грязевых вулканов представляют собой гомогенную систему, все компоненты которой (газ, вода, солевая нагрузка) имеют коровый источник и формируются в едином резервуаре в верхних этажах осадочной толщи. Формирование изотопного состава воды грязевых вулканов характеризуется основными изотопно-химическими свойствами газоводных флюидов (химическим составом воды и величинами $\delta^{11}B$ и $\delta^{13}C(CH_4)$, что доказывает элизионный генезис грязевулканических систем (Гулиев, 1978; Богоявленский и др., 2016).

Повышенные концентрации метана наблюдаются в газах источников из палеозойских кристаллических пород Главного хребта. Высокие концентрации, приуроченные к выходам кристаллических пород, а также отсутствие видимой связи с осадочными породами позволяют высказать предположение, что метан здесь генетически не связан с комплексами осадочных пород и может иметь абиогенное (не осадочное) происхождение (Лаврушин, 2012; Дадашев, 1970; Дадашев и др., 1980; Дадашев, Гулиев, 1984).

Метан из грязевых вулканов в Среднекуринском прогибе по величине $\delta^{13}C$ идентичен метану углеводородных залежей (Гемп и др., 1970; Валяев и др., 1985). В грязевых вулканах Азербайджана (в Прикаспии) отмечался диапазон значений для $\delta^{13}C$ (CO_2) от -36.9 до +24.0‰ при средней величине +2.4‰. Как известно (Галимов, 1968; 1973 и др.), наименьшие значения $\delta^{13}C(CH_4)$ ≈-70‰ присущи биогенному метану (болотный газ и т.п.), тогда как более высокие характерны для термогенного метана.

Метан является основным компонентом углеводородных газов нефтяных месторождений азербайджанского сектора Южно-Каспийской впадины (ЮКВ), и его содержание в редких случаях снижается до 50% (Кадиров, Сафаров, 2013; Байрамова и др., 2021). Среднее содержание отдельных компонентов в различных отложениях приведено в табл. 4.

Таблица 4

Содержание основных компонентов природных газов в литолого-стратиграфических комплексах азербайджанского сектора ЮКВ

Возраст вмещающих пород	Метан+ этан	Пропан	Бутан	Пентан	Пропан+ высшие	Углекислый газ	Метан/тяжелые
Абшеронский ярус	95.28	1.57	0.8	0.37	2.74	0.8	35
Продуктивная толща	90.92	0.64	0.60	0.60	1.84	6.2	49
Чокракский горизонт	94.50	1.58	1.25	0.77	3.60	1.6	26
Майкопская серия	88.66	3.90	2.65	1.63	8.18	3.1	10
Фораминиферовые слои	84.61	5.50	6.22	2.96	14.68	0.7	5

Таким образом, наиболее широким распространением пользуются метановые газы, которые приурочены в основном к Большому Кавказу и Прикаспийско-Губинской наложенной мульде, Южно-Каспийской и Куринской впадинам (Lapidus et al., 2018). Углекислые газы занимают территорию Малого Кавказа и западную часть Талыша. Азотные газы небольшими по площади зонами присутствуют на Большом Кавказе, Талыше и северо-востоке Прикаспийско-Губинской наложенной мульде. В пределах Талыша присутствие зон всех трех основных газовых компонентов позволяет говорить о незаконченности ранее начавшихся геологических процессов (Керимов и др., 2016; Лаврушин, 2012; Mustaev et al., 2016).

На космических снимках (рис. 9*а*) отчетливо видны поступления огромных масс жидких и газообразных флюидов в акватории Каспийского моря, отобразившихся на радиолокационной информации и являющихся результатом активизации геодинамических и геофлюидодинамических процессов (Gurbanov et al., 2019; Javadova, 2021). Данные об исторических извержениях показывают, что за новейший период деятельности страто- и грязевых вулканов в атмосферу в процессе извержений было выброшено нескольких десятков триллионов кубометров газа, в том числе углекислого газа (табл. 5).

В связи с изменением климата газогидраты, являющиеся метастабильными источниками, могут разлагаться с выделением гигантских объемов углекислого газа. Гидраты стабильно существуют при определенных термобарических условиях (рис. 9, б), но под воздействием неотектонических процессов эти условия могут изменяться.

При этом масса газогидратов может распадаться с выделением углеводородных газов. Характер распада может быть либо постепенным, либо взрывным – в зависимости от скорости изменения давления или температуры. Гидраты взрывоопасны, особенно в глубоководных условиях.

Заключение

Проведенные исследования позволили определить масштабы и географию дегазации парниковых газов, объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по компонентам на территории Азербайджана, структуру выбросов парниковых газов и динамику выбросов диоксида углерода CO_2, метана CH_4 и оксида азота N_2O, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана. По видам экономической деятельности антропогенные выбросы парниковых газов, загрязняющих атмосферу, генерируемых из стационарных источников в Азербайджане, образуются в результате производственной деятельности ряда отраслей: добыча полезных ископаемых, обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха, обрабатывающие производства, водоснабжение, очистка сточных вод, строительная индустрия, сельское и лесное хозяйство, транспорт, хранение и связь, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов, а также другие виды деятельности. Доля предприятий топливно-энергетического комплекса, выбрасывающих парниковые газы, которые загрязняют атмосферу, составляет около 60%. Показана структура выбросов парниковых газов и динамика выбросов диоксида углерода CO_2, метана CH_4 и оксида азота N_2O, генерируемых из стационарных источников на территории Азербайджана.

Исследования свидетельствуют, что на территории Азербайджана наряду с антропогеновой дегазацией активная роль принадлежит глубинной и коровой дегазации Земли. Коровая дегазация, связана с состоянием и функционированием геофлюидодинамических систем, формирование и эволюция которых происходит под влиянием геодинамических процессов при активном влиянии генерации, миграции и аккумуляции метана, водорода и других газов, которые протекают во всем объеме осадочного выполнения и на всех этапах эволюции бассейна.

Таблица 5

Объемы выделяемого газа на грязевых вулканах на территории Азербайджана

Грязевые вулканы	**Годы извержений**	**Объем выделенного газа**
Грязевые вулканы на территории Азербайджана	За период 1,81 млн. лет (квартер)	$\approx 178 \cdot 10^3$ млрд. м^3
250 грязевых вулканов	За период 1810–1997 гг.	$\approx$ 250 млн. м^3
влк. Большой Мараза	1902 г.	120 млн. м^3
влк. Торагай	1946 г.	$\approx$ 500 млн. м^3
влк. Остров Дуванны	1961 г.	$\approx$ 65 млн. м^3
влк. Дашгиль	2001 г.	40 тыс. м^3/день

а *б*

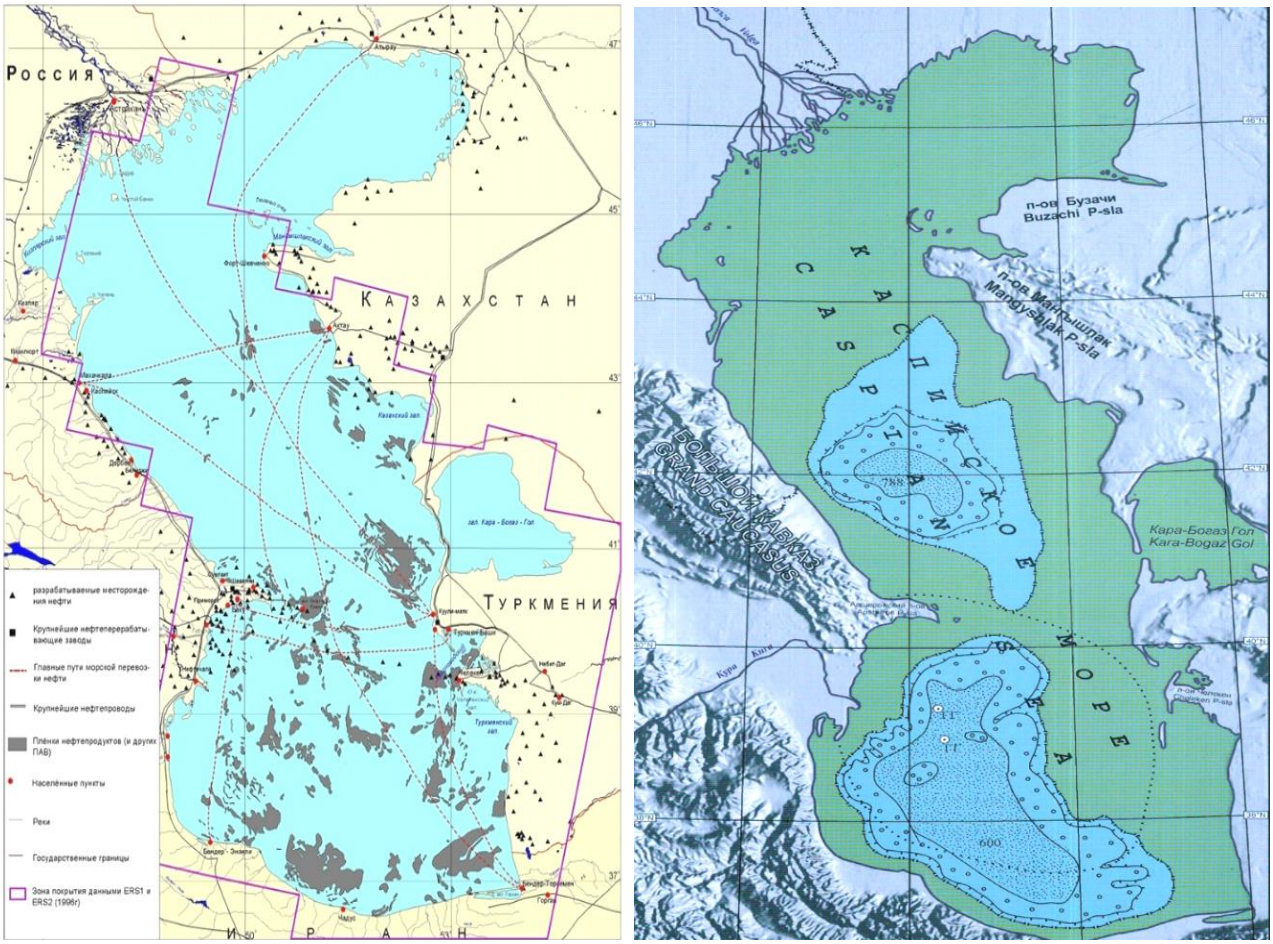


Рис. 9. Отображение нефтяных пятен на поверхности (а) со спутника Envisat (Глумов и др., 2004) и зоны распространения газогидратов (б) в акватории Каспийского моря (Guliyev et al., 2021)

Для мониторинга выбросов в атмосферу парниковых газов в результате природных явлений (дегазации Земли) и антропогенной деятельности, рекомендуется внедрение трехуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза, включающей:

1. Космический мониторинг:

А) мониторинг в атмосфере концентраций ДПГ метана в различных диапазонах;

Б) мониторинг естественных газонефтепроявлений на суше и море. Мониторинг концентраций метана, углекислого газа и водорода в атмосфере позволяет оконтуривать глобальные области интенсивного стока этих газов с последующей привязкой к их источникам.

2. Мониторинг с использованием беспилотных летательных аппаратов.

3. Мониторинг подземной геологической среды будет осуществляться на базе геофизической обсерватории в реальном масштабе времени.

4. Геохимические исследования позволяют получить дополнительную информацию об очагах генерации и источниках современной разгрузки газов.

5. Мониторинг концентрации газов с помощью лазерной абсорбционной спектроскопии и технологии распределенных сенсорных сетей позволяет в режиме онлайн обнаруживать с высокой точностью следы вредных газов.

ЛИТЕРАТУРА

Алиев А.А., Гулиев И.С., Дадашев Ф.Г., Рахманов Р.Р. Атлас грязевых вулканов мира. Нафта-Пресс. Баку, 2015, 323 с.

Байрамова Ш.Ш., Тагиева Е.Н., Бабазаде А.Д. Микропалеонтологические исследования отложений майкопской серии юго-восточного окончания Большого Кавказа (Азербайджан). Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле, No. 1, 2021, с. 56-74.

REFERENCES

Aliev A.A., Guliyev I.S., Dadashev F.G., Rakhmanov R.R. Atlas of mud volcanoes of the world. Nafta-Press. Baku, 2015, 323 p. (in Russian).

Bayramova Sh.S., Taghiyeva Y.N., Babazadeh A.D. Micropaleontological studies of the maykop series, south-eastern edge of the Greater Caucasus (Azerbaijan). ANAS Transactions, Earth Sciences, No.1, 2021, pp. 56-74.

Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море. Нефтяное хозяйство, No. 6, 2016, с. 43-47.

Богоявленский В.И., Сизов О.С., Никонов Р.А., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. Дегазация Земли в Арктике: генезис природной и антропогенной эмиссии метана. Арктика: экология и экономика, No. 3(39), 2020, с. 6-22.

Буачидзе Г.И., Мхеидзе Б.С. Природные газы Грузии. Мецниереба. Тбилиси, 1989, 155 с.

Бюллетень ВМО по парниковым газам № 15 от 25 ноября 2019 года.

Валяев Б.М., Гринченко Ю.И., Ерохин В.Е. Изотопный облик газов грязевых вулканов. Литология и полезные ископаемые, No.1, 1985, с. 72-87.

Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. Недра. Москва, 1968, 226 с.

Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Недра. Москва, 1973, 384 с.

Гемп С.Д., Дуброва Н.В., Несмелова З.Н. Изотопный состав углерода углеродсодержащих газов (CH_4 и CO_2) грязевых вулканов Керченско-Таманской области. Геохимия, No. 2, 1970, с. 243-247.

Геология Азербайджана. Т. VII – Нефть и газ. Нафта-Пресс. Баку, 2008, 672 с.

Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Недра-Бизнесцентр. Москва, 2004, 342 с.

Государственный статистический комитет Азербайджанской Республики. 2022, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/lang=en.

Гулиев И.С. Зональность природных газов Азербайджана и газогеохимические поиски нефти и газа. Автореферат диссертации канд. геол.-мин. наук, Москва, 1978, 24 с.

Гулиев И.С., Керимов В.Ю. Углеводородная дегазация Земли: мониторинг, масштабы и геоэкологические последствия. Актуальные проблемы нефти и газа, Вып. 4(23), 2018, 79 с.

Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация Земли: масштабы и последствия. Горный журнал, No. 11, 2018, с. 38-42.

Дадашев Ф.Г. Газоносность продуктивной толщи Юго-Восточного Кавказа. Элм. Баку, 1970, 150 с.

Дадашев Ф.Г., Гулиев И.С. Газоносность мезокайнозойских отложений и перспективы поиска новых газовых месторождений в Южно-Каспийской впадине. В книге: Очерки по геологии Азербайджана. Азернешр. Баку, 1984. с. 126-147.

Дадашев Ф.Г., Гулиев И.С., Фейзуллаев А.А. Геотектонические и геохимические особенности дегазации Земли в пределах геосинклинальных областей. В книге: Дегазация Земли и геотектоника. Наука. Москва, 1980, с. 116-123.

Иванов В.В., Гулиев И.С. Массообмен, углеводородообразование и фазовые переходы в осадочных бассейнах. Нафта-Пресс. Баку, 2002, 108 с.

Кадиров Ф.А., Сафаров Р.Т. Деформация земной коры Азербайджана и сопредельных территорий по данным GPS-измерений. Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле, No. 1, 2013, с. 47-55.

Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. Нефтяное хозяйство, No. 8, 2017, с. 36-41.

Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Литолого-геохимическая характеристика низкопроницаемых сланцевых толщ (на примере хадумской свиты Предкавказья). Горный журнал, No. 7, 2021, с. 28-33.

Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O. Dangerous gas-saturated objects in the waters of the World Ocean: the Sea of Okhotsk. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 6, 2016, pp. 43-47 (in Russian).

Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R., Kargina T., Chuvilin E, Bukhanov B., Umnikov A. New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020. Results of the expedition and data processing. Geosciences, Vol. 11, No. 71, 2021, http://dx.doi.org/10.3390/geosciences11020071.

Bogoyavlensky V.I., Sizov O.S., Nikonov R.A., Bogoyavlensky I.V., Kargina T.N. Earth degassing in the Arctic: the genesis of natural and anthropogenic methane emissions. Arctic: Ecology and Economy, No. 3(39), 2020, pp. 6-22 (in Russian).

Buachidze G.I., Mkheidze B.S. Natural gases of Georgia. Metsniereba. Tbilisi, 1989, 155 p. (in Russian).

Butler J.H., Montzka S.A. The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (AGGI). Published online Spring 2018, from http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/aggi.html.

Chelidze T.L. Thermodynamic conditions and petrophysical models of sections of the Caucasus earth's crust. In: The structure of the earth's crust of the Georgia territory according to seismic and magnetic data. Metsniereba. Tbilisi, 1983, pp. 97-115 (in Russian).

Dadashev F.G. Gas content of the productive strata of the South-Eastern Caucasus. Elm. Baku, 1970, 150 p. (in Russian).

Dadashev F.G., Guliyev I.S. Gas content of Meso-Cenozoic deposits and prospecting for new gas fields in the South Caspian Basin. In: Essays on the geology of Azerbaijan. Azerneshr. Baku, 1984, pp. 126-147 (in Russian).

Dadashev F.G., Guliyev I.S., Feyzullaev A.A. Geotectonic and geochemical features of the Earth degassing within geosynclinal regions. In: Earth degassing and geotectonics. Proceedings of the All-Union Symposium. Moscow, 1980, pp. 116-123 (in Russian).

Friedlingstein P., Jones M.W. et al. Global Carbon Budget 2019. Earth Syst. Sci. Data, Vol. 11, 2019, pp.1783-1838, https://doi.org/10.5194/essd-11-1783-2019.

Hsueh D.Y., Krakauer N.Y. et al. Regional patterns of radiocarbon and fossil fuel-derived CO_2 in surface air across North America. Geophysical Research Letters, Vol. 34, L02816, 2007.

Galimov E.M. Geochemistry of stable carbon isotopes. Nedra. Moscow, 1968, 226 p. (in Russian).

Galimov E.M. Isotopes of carbon in oil and gas geology. Nedra. Moscow, 1973, 384 p. (in Russian).

Gemp S.D., Dubrova N.V., Nesmelova Z.N. Isotope composition of carbon in carbon-containing gases (CH_4 and CO_2) mud volcanoes of the Kerch-Taman region. Geochemistry,
No. 2, 1970, pp. 243-247 (in Russian).

Geology of Azerbaijan. Vol. VII – Oil and gas. Nafta-Press. Baku, 2008, 672 p. (in Russian).

Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., Novikov A.A. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Nedra-Business Center. Moscow, 2004, 342 p. (in Russian).

Guliyev I.S. Zonality of natural gases of Azerbaijan and gas-geochemical prospecting for oil and gas. Abstract of PhD dissertation (geology), Moscow, 1978, 24 p. (in Russian).

Guliyev I.S., Kerimov V.Yu. Hydrocarbon degassing of the Earth: monitoring, scale and geoecological consequences. Actual problems of oil and gas. Vol. 4(23), 2018, 79 p. (in Russian).

Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. Modern geodynamic processes and their impact on replenishment of hydrocarbon resources in the Black Sea – Caspian Region. Geotectonics, No. 55, 2021, pp. 393-407.

Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах Хадумской свиты Предкавказья. Нефтяное хозяйство, No. 10, 2015, с. 50-53.

Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С. Моделирование углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. DOI:10.3997/2214-4609.20142245.

Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья. Нефтяное хозяйство, No. 2, 2016, с. 8-11.

Клубков С., Емельянов К., Зотов Н. CCUS: монетизация выбросов CO_2. VYGON Consulting, No. 8, 2021, 48 с.

Лаврушин В.Ю. Подземные флюиды Большого Кавказа и его обрамления ГЕОС. Москва, 2012, 348 с.

Лаврушин В.Ю., Поляк Б.Г. Источники углеродсодержащих газов в грязевых вулканах СНГ. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. ГЕОС. Москва, 1997, с. 67-70.

Пантелеев И.Я. Углекислые минеральные воды Северного Кавказа. АН СССР. Москва, 1963, 190 с.

Метц Б., Дэвидсон О., де Конинк Х., Лоос М., Мейер Л. (под ред.). Улавливание и хранение двуокиси углерода. Специальный доклад МГЭИК. 2005, 60 с.

Успенский А.Б. Измерения полей концентрации парниковых газов в атмосфере со спутников. Доклад на семинаре Института космических исследований РАН. ФГБУ «НИЦ «Планета», Росгидромет, Москва, 2021.

Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа. Георесурсы, Т. 4(36), 2010, с. 55-62.

Цогоев В.Б. Гидроминеральные ресурсы Северной Осетии. Издательство Ир. Орджоникидзе, 1969, 419 с.

Челидзе Т.Л. Термодинамические условия и петрофизические модели участков земной коры Кавказа. В книге: Структура земной коры территории Грузии по сейсмическим и магнитным данным. Мецниереба. Тбилиси, 1983, с. 97-115.

Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R., Kargina T., Chuvilin E, Bukhanov B., Umnikov A. New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020. Results of the expedition and data processing. Geosciences. Vol. 11, No. 71, 2021, http://dx.doi.org/10.3390/geosciences11020071.

Butler J.H., Montzka S.A. The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (AGGI). Published online Spring 2018, from http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/aggi.html.

Friedlingstein P., Jones M.W. et al. Global Carbon Budget 2019. Earth Syst. Sci. Data, Vol. 11, 2019, pp.1783-1838, https://doi.org/10.5194/essd-11-1783-2019.

Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. Modern geodynamic processes and their impact on replenishment of hydrocarbon resources in the Black Sea – Caspian Region. Geotectonics, No. 55, 2021, pp. 393-407.

Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.

Hsueh D.Y., Krakauer N.Y. et al. Regional patterns of radiocarbon and fossil fuel-derived CO_2 in surface air across North America. Geophysical Research Letters, Vol. 34, L02816, 2007, DOI:10.1029/2006GL027032.

Javadova A.S. Petroleum source rock characteriazation and hydrocarbon generation, Baku archipelago, South Caspian basin. ANAS Transactions, Earth Sciences, No.1, 2021, pp. 29-42.

Guliev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Yudin M.N. Degassing of the Earth: scale and implications. Gornyi Zhurnal, No. 11, 2018, pp. 38-42 (in Russian).

Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.

Ivanov V.V., Guliyev I.S. Mass transfer, hydrocarbon formation and phase transitions in sedimentary basins. Nafta-Press. Baku, 2002, 108 p. (in Russian).

Javadova A.S. Petroleum source rock characteriazation and hydrocarbon generation, Baku archipelago, South Caspian basin. ANAS Transactions, Earth Sciences, No.1, 2021, pp. 29-42.

Kadirov F.A., Safarov R.T. Earth's crust deformation in Azerbaijan and adjacent territories according to GPS measurements. Proceedings of the National Academy of Sciences of Azerbaijan, Earth Sciences, No. 1, 2013, pp. 47-55 (in Russian).

Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtariya V.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 8, 2017, pp. 36-41 (in Russian).

Kerimov V.Yu., Kosyanov V.A., Mustaev R.N. Great depths in the crust – peculiarities of hydrocarbon generation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 459, No. 4, pp. 042-090, 2020, DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042090 (a).

Kerimov V.Y., Leonov M.G., Mustaev R.N. Structural-tectonic model of hydrocarbons formation in the basement of the Vietnam shelf. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 459(4), pp. 042-091, 2020b, DOI:10.1088/1755-1315/459/4/042091.

Kerimov V.Y., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Hai V.N. Hydrocarbons in the basement of the South China Sea (Vietnam) shelf and structural-tectonic model of their formation. Geotectonics, Vol. 53, No. 1, 2019, pp. 42-59, DOI:10.1134/S0016852119010035.

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. Doklady Earth Sciences. Vol. 483, Part 1, 2018, pp. 1413-1417.

Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Lithological and geochemical characterization of low-permeability shale strata (A-case-study of khadum formation in Ciscaucasia). Gorny Zhurnal, No. 7, 2021, pp. 28-33 (in Russian).

Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadum formation of the Pre-Caucasus. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 10, 2015, pp. 50-53 (in Russian).

Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. DOI:10.3997/2214-4609.20142245 (in Russian).

Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the shale low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Ciscaucasia. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 2, 2016, pp. 8-11 (in Russian).

Khan S.A. Analysis of global carbon storage projects. Georesources. Vol. 4(36), 2010, pp. 55-62. (in Russian).

Klubkov S., Emelyanov K., Zotov N. CCUS: monetization of CO_2 emissions. VYGON Consulting, No. 8, 2021, 48 p. (in Russian).

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: physicochemical properties and production technologies. Solid Fuel Chemistry, Vol. 52, No. 6, 2018, pp. 344-355.

Lavrushin V.Yu. Subsurface fluids of the Greater Caucasus and its surrounding. GEOS. Moscow, 2012, 348 p. (in Russian).

pian basin. ANAS Transactions, Earth Sciences, No.1, 2021, pp. 29-42.

Kerimov V.Yu., Kosyanov V.A., Mustaev R.N. Great depths in the crust – peculiarities of hydrocarbon generation. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 459, No.4, 2020a, pp. 042-090, DOI:10.1088/1755-1315/459/4/042090.

Kerimov V.Y., Leonov M.G., Mustaev R.N. Structural-tectonic model of hydrocarbons formation in the basement of the Vietnam shelf. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 459(4), pp. 042-091, 2020b, DOI:10.1088/1755-1315/459/4/042091.

Kerimov V.Y., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Hai V.N. Hydrocarbons in the basement of the South China Sea (Vietnam) shelf and structural-tectonic model of their formation. Geotectonics, Vol. 53, No. 1, 2019, pp. 42-59, DOI:10.1134/S0016852119010035.

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. Doklady Earth Sciences, Vol. 483, Part 1, 2018, pp. 1413-1417.

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: physicochemical properties and production technologies. Solid Fuel Chemistry, Vol. 52, No. 6, 2018, pp. 344-355.

Mustaev R.N., Kerimov Y.V., Shilov G.Y., Dmitrievsky S.S. Modeling of thermobaric conditions formation of the shale hydrocarbon accumulations in low-permeability reservoirs Khadum formation Ciscaucasia. Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016, DOI:10.3997/2214-4609.201602185.

Saunois M., Stavert A.R., Poulter B. et al. The global methane budget 2000-2017. Earth System Science Data, 2019, 136 p.

Senin B.V., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Aliyeva S.A. Lithological and paleogeographic conditions for the formation and location of sedimentary basins of the Caspian region. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 16-28.

Shibata S., Kawano E., Nakabayashi T. Atmospheric [14C] CO_2 variations in Japan during 1982–1999 based on 14C measurements of rice grains. Applied Radiation and Isotopes, Vol. 63, No. 2, 2005, pp. 285-290.

Sutton M.A., Bleeker A., Howard C.M. et al. Our nutrient world: the challenge to produce more food and energy with less pollution. Centre for Ecology and Hydrology. Edinburgh, UK, 2013, 114 p., http://www.inms.international/sites/inms.international/files/ONW.pdf.

The energy report: 100 % renewable energy by 2050. WWF, 2011, 253 p.

Lavrushin V.Yu., Polyak B.G. Sources of carbon-containing gases in mud volcanoes of the CIS. New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. GEOS. Moscow, 1997, pp. 67-70 (in Russian).

Metz B., Davidson O., de Conink H., Loos M., Meyer L. Carbon dioxide capture and storage. IPCC Special Report. 2005, 60 p.

Mustaev R.N., Kerimov Y.V., Shilov G.Y., Dmitrievsky S.S. Modeling of thermobaric conditions formation of the shale hydrocarbon accumulations in low-permeability reservoirs Khadum formation Ciscaucasia. Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2016, DOI:10.3997/2214-4609.201602185.

Panteleev I.Ya. Carbonated waters of the North Caucasus. Academy of Sciences of the USSR. Moscow, 1963, 190 p. (in Russian).

Saunois M., Stavert A.R., Poulter B. et al. The global methane budget 2000-2017. Earth System Science Data, 2019, 136 p.

Senin B.V., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Aliyeva S.A. Lithological and paleogeographic conditions for the formation and location of sedimentary basins of the Caspian region. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 16-28.

Shibata S., Kawano E., Nakabayashi T. Atmospheric [14C] CO_2 variations in Japan during 1982–1999 based on 14C measurements of rice grains. Applied Radiation and Isotopes, Vol. 63, No. 2, 2005, pp. 285-290.

Sutton M.A., Bleeker A., Howard C.M. et al. Our nutrient world: the challenge to produce more food and energy with less pollution. Centre for Ecology and Hydrology. Edinburgh, UK, 2013, 114 p., http://www.inms.international/sites/inms.international/files/ONW.pdf.

State Statistical Committee of the Azerbaijan Republic. 2022, https://www.stat.gov.az/source/balance_fuel/lang=en.

The energy report: 100 % renewable energy by 2050. WWF, 2011, 253 p.

Tsogoev V.B. Hydromineral resources of North Ossetia. Ir publishing house. Ordzhonikidze, 1969, 419 p. (in Russian).

Uspensky A.B. Measurements of greenhouse gas concentration fields in the atmosphere from satellites. Report on the Seminar of the Space Research Institute of the Russian Academy of Sciences. Federal State Budgetary Institution “Research Center “Planeta”, Roshydromet. Moscow, 2021 (in Russian).

Valyaev B.M., Grinchenko Yu.I., Erokhin V.E. Isotope appearance of gases of mud volcanoes. Lithology and Minerals, No. 1, 1985, pp. 72-87 (in Russian).

WMO Greenhouse Gas Bulletin No. 15 dated 25 November 2019 (in Russian).

ГЕОГРАФИЯ И МАСШТАБЫ ДЕГАЗАЦИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ

Керимов В.Ю.[1,2], Абдуллаева В.К.[3]

[1]Институт нефти и газа Национальной академии наук Азербайджана
AZ1000, Баку, Азербайджан, ул. Ф. Амирова, д. 9: vagif.kerimov@mail.ru
[2]Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе,
117997, Москва, Россия, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
[3]Азербайджанский университет нефти и промышленности
AZ1010, Баку, Азербайджан, просп. Азадлыг, 16/21

Резюме. В статье рассмотрены условия и масштабы дегазации на территории Азербайджана. Показана структура выбросов парниковых газов и динамика выбросов диоксида углерода CO_2, метана CH_4 и оксида азота N_2O генерируемых из стационарных источников. Проведенные исследования позволили определить географию дегазации парниковых газов и объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по компонентам. Проанализировано, что антропогенные выбросы парниковых газов, генерируемые стационарными источниками в Азербайджане, образуются в результате производственной деятельности ряда отраслей, таких как добыча полезных ископаемых; обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; обрабатывающие производства; водоснабжение; очистка сточных вод; строительная индустрия; сельское и лесное хозяйство; транспорт, хранение и связь; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов и другие

виды деятельности. Доля предприятий топливно-энергетического комплекса, выбрасывающих парниковые газы и загрязняющих атмосферу, составляет около 60 %. Последние исследования свидетельствуют, что на территории Азербайджана наряду с антропогенной дегазацией активная роль принадлежит также глубинной и коровой дегазации Земли. Для мониторинга выбросов в атмосферу парниковых газов в результате природных явлений (дегазации Земли) и антропогенной деятельности, рекомендуется внедрение трехуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза включающей: космический мониторинг, мониторинг естественных газонефтепроявлений на суше и море; мониторинг с использованием беспилотных летательных аппаратов; мониторинг подземной геологической среды; геохимические исследования; мониторинг концентрации газов с помощью лазерной абсорбционной спектроскопии и технологии распределенных сенсорных сетей.

Ключевые слова: *Азербайджан, дегазация Земли, долгоживущие парниковые газы, диоксид углерода, оксид азота, антропогеновые выбросы газа, глубинная, коровые геофлюидодинамические системы*

AZƏRBAYCANDA İSTİXANA QAZLARININ COĞRAFİYASI VƏ MİQYASI

Kərimov V.Y.[1,2], Abdullayeva V.K.[3]
[1]Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının (AMEA)Neft və Qaz institutu,
AZ 1000, Bakı, Azərbaycan, F.Əmirov küçəsi, ev 9: vagif.kerimov@mail.ru
[2]Serqo Orconikidze adına Rusiya dövlət geoloji-kəşfiyyat universiteti,
(MGKU), 117997, Moskva, Rusiya, Mikluxo-maklay küç. Ev. 23.
[3]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
AZ1010, Azərbaycan, Bakı şəh.,Azadlıq prosp., 16/21

Xülasə. Məqalədə Azərbaycan ərazisində deqazasiyanın şəraitləri və miqyası məsələlərinə baxılmışdır. Parnik qazlarının atılma strukturu və CO_2 – karbon dioksidin, CH_4 - metan və azot oksidinin - N_2O Azərbaycan ərazisində daimi mənbələrdən generasiya olunan atılma dinamikası göstərilmişdir. Aparılmış tədqiqatlar Azərbaycan ərazisində parnik qazlarının yayılma coğrafiyasını və atmosferə komponentlər üzrə çirkləndirici maddələrin atılma həcmini təyin etməyə imkan vermişdir. Təhlil edilmişdir ki, Azərbaycanda daimi mənbələrdən generasiya olunan parnik qazlarının antropogen atılmaları – faydalı qazıntıların çıxarılması, elektrik enerjisi, qaz və buxarla təminat; havanın kondisiyalaşdırılması, emal müəsissələri, su təchizatı; çirkab suların təmizlənməsi; tikinti sənayesi; kənd və meşə təsərrüfatı; nəqliyyat, saxlanılma və rabitə, avtonəqliyyat vasitələri və motosikllərin təmiri və digər fəaliyyət növləri bir sıra sahələrin sənaye işlənilməsi nəticəsində əmələ gəlir. Parnik qazlarını tullayan və atmosferi çirkləndirən yanacaq-enerji kompleksi müəssisələrinin payı 60%-ə bərabərdir. Son tədqiqatlar göstərir ki, Azərbaycan ərazisində antropogen deqazasiya ilə yanaşı, dərinlik və yer qabığı deqazasiyaya aktiv rol məxsusdur.

Açar sözlər: *Azərbaycan, Yerin deqazasiyası, uzunömürlü parnik qazları, karbon dioksidi, qazın antropogen atılmaları, dərinlik, qabıq geoflüid-dinamiki sistemlər*

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Фейзуллаев А.А.[1,2], Гусейнов Д.А.[1], Рашидов Т.М.[1]

[1]Институт геологии и геофизики НАНА
AZ1143, г. Баку, просп. Г.Джавида, 119: fakper@gmail.com
[2]Институт нефти и газа НАН Азербайджана
AZ 1000, Баку, Азербайджан, ул. Ф.Амирова, 9

ISOTOPIC COMPOSITION OF THE PRODUCTS OF THE MUD VOLCANOES ACTIVITY IN THE SOUTH-CASPIAN BASIN IN CONNECTION WITH PETROLEUM POTENTIAL OF THE DEEPLY BURRIED SEDIMENTS

Feyzullayev A.A.[1,2], Huseynov D.A.[1], , Rashidov T.M.[1]
[1]Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan National Academy of Sciences
119, H.Javid Ave., Baku, Azerbaijan, AZ1143: fakper@gmail.com
[2]Institute of Oil and Gas of Azerbaijan National Academy of Sciences
9, F.Amirov str., Baku, Azerbaijan, AZ 1000

Keywords: *South-Caspian basin, mud volcanoes, rocks-ejects, fluids, isotopic composition, great depths, forecast of petroleum potential*

Summary. Currently the most effective way to find hydrocarbons is their prospecting in deeply buried sediments of the operated oil-producing provinces that, in its turn, is related with definite engineer and financial risks. So, the mud volcanoes of the South-Caspian Basin (SCB) can play a role of the natural deep wells and carry value information regarding the processes occurring at great depths.

The paper summarized the results of the previous and new studies of the isotopic composition of products of activity (rocks-ejects, gas, oil, water) of the mud volcanoes in the SCB with purpose to forecast the petroleum potential and phase state of HC at the depths inaccessible for drilling and minimize the economic and technological risks of expensive deep wells drilling. It is shown that the position of petroleum charges of mud volcanoes and fields in the section corresponds to the generally accepted vertical zoning of oil-and-gas generation and has a single genetic source. The increase of rocks thickness is observed from onshore towards the central deep part of the SCB and the maturity of oil and gas increases as well accompanying by the change of phase state of the HC from oil to oil-gas and gas-condensate ones. Only gas-condensate accumulations are forecasted in the deep part of the SCB. The lower limit of their generation temperature is approximately assessed as 300°C, and corresponded to the depth range of about 8 to 16 km.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Развитие мировой нефтегазовой промышленности основывается в настоящее время на нескольких стратегиях. *Первая* – это повышение эффективности извлечения углеводородов (УВ) из уже разрабатываемых месторождений, из которых, как правило, извлекается только 30-40% нефти. *Вторая* – это проведение поисковых работ на новых еще неразведанных территориях. Эта стратегия направлена главным образом на освоение УВ потенциала континентального шельфа арктических морей. И, наконец, *третья* стратегия заключается в поисках УВ в глубокопогруженных отложениях старых нефтегазоносных бассейнов.

Основные приросты мировых запасов УВ связываются с осуществлением двух последних стратегий развития нефтегазовой отрасли. Причем в настоящее время наиболее эффективным и рентабельным направлением считаются поиски УВ в глубокопогруженных отложениях старых нефтедобывающих районов. Начало этого направления поисков было стимулировано развитием инженерной технологии, позволяющей бурить при глубинах моря до 3 км, и открытием в Мексиканском заливе на глубинах 8-10 км ги-

гантских месторождений нефти. В настоящее время на глубинах более 4500 м промышленная нефтегазоносность установлена практически более чем в 50 нефтегазоносных областях мира. В то же время скважины глубже 6000 м пробурены не более чем в 20% нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Но, несмотря на такую низкую в целом степень глобальной изученности НГБ, в интервале глубин 4500-8100 м уже разрабатывается более 1000 месторождений нефти и газа, причем их начальные суммарные извлекаемые запасы составляют соответственно 7% от мировых запасов нефти и 25% от запасов газа (Керимов и др., 2015).

Промышленные месторождения УВ на больших глубинах (до 7 км) выявлены и в глубоководной акватории Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ), характеризующейся наиболее благоприятными условиями для формирования и сохранения крупных газоконденсатных месторождений в условиях высоких термобарических параметров недр. Сейсмическими работами здесь выявлено порядка 25 перспективных структур, некоторые из которых подготовлены сейсморазведкой 3Д к разведке и введены в глубокое поисковое бурение. В результате было открыто крупнейшее газоконденсатное месторождение Шахдениз с запасами газа 1.2 трлн. м^3, а также газоконденсатные месторождения Абшерон и Умид с запасами газа 200-300 млн. м^3.

В настоящее время в азербайджанском секторе Южного Каспия общий фонд локальных поднятий составляет 149, в числе которых опоискованных и разведанных площадей – 68 (в том числе 28 открытых месторождений различного фазового состояния), а неопоискованных структур – 81. Величина коэффициента разведанности глубоководной части акватории составляет менее 0.2, в то время как в остальной ее части она достигает почти 0.5 (Керимов и др., 2015).

Важно отметить, что поиск залежей УВ на больших глубинах достаточно рискованное и дорогое предприятие, поскольку стоимость одной глубоководной поисково-разведочной скважины достигает 90 млн. долларов и больше (Amado, 2013), что на несколько порядков больше, чем стоимость типичной скважины на суше. Тем не менее, политическая и экономическая действительность (высокий уровень цен и рост потребления нефти) делает глубоководные поиски коммерчески жизнеспособной задачей.

Для оценки УВ потенциала высокоперспективной глубоководной акватории Южного Каспия и прогноза ее нефтегазоносности на глубинах более 7 км на сегодняшний день нет общепринятой технологии. В решении данной проблемы весьма информативными могут быть широко развитые в ЮКБ грязевые вулканы, которые рассматриваются как аналоги глубоких и сверхглубоких скважин и являются носителями ценнейшей информации о процессах, происходящих в невскрытой бурением нижней части осадочного комплекса. Изотопно-геохимическое изучение продуктов их деятельности (породы-выбросы, газ, нефть и вода) позволяет получить дополнительную информацию о потенциале сверхглубоких УВ систем, о термобарических условиях и степени его реализации, об ожидаемом фазовом состоянии УВ, что необходимо для решения практических задач оценки нефтегазоносности больших глубин.

Все вышеуказанное определяет актуальность данной статьи, направленной на обобщение и анализ как ранее выполненных, так и современных исследований изотопного состава пород и флюидов грязевых вулканов ЮКБ как наиболее информативного генетического индикатора происходящих в недрах процессов. Это позволит повысить объективность прогнозирования нефтегазоносности и фазового состояния УВ на больших глубинах, а также минимизировать экономический и технологический риск бурения дорогостоящих глубоких скважин.

Краткая характеристика объекта исследований

ЮКБ – крупный тектонический элемент земной коры и высокоперспективный осадочный бассейн в центральном сегменте Альпийско-Гималайского подвижного пояса, включающий наиболее глубокопогруженную депрессию Земли – Южно-Каспийскую впадину (ЮКВ). ЮКБ обрамлен горными сооружениями Большого и Малого Кавказа, Копетдага, Талыша и Эльбурса, с которых с участием различных речных систем (Волга, Кура, Аму-Дарья и др.) в бассейн доставлялся большой объем осадочного материала с высокими скоростями погружения и седиментации. В результате здесь была сформирована мощная (до 25 км) толща осадков.

С позиции концепции тектоники литосферных плит ЮКВ рассматривается как реликт Большекавказского окраинного моря, которое существовало в юрско-эоценовую эпоху на активной окраине океана Мезотетис, современная структура которого определяется столкновением Аравийской и Евразийской плит (Philip et al., 1989; Axen et al., 2001; Jackson et al., 2002; Kazmin, Verzhbitskii, 2011).

Нефть и газ добываются в ЮКБ в основном из вскрытых скважинами свит Продуктивной – Красноцветной толщи (ПТ – КТ, нижний плио-

цен), залегающей на глубине 1-3 км на суше и 4-7 км в море. Многолетними поисково-разведочными работами выявлено сосредоточение основных запасов и наиболее крупных месторождений УВ в северной части ЮКВ, охватывающей территорию двух прогибов с их северными и южными прибортовыми частями. Это Джейранкечмесский прогиб (Гобустанский нефтегазоносный район /НГР/) на суше и, являющийся его продолжением в море, Южно-Абшеронский прогиб (НГР Абшеронского п-ова и Абшеронского архипелага на северном борту и НГР Бакинского архипелага на южном борту) (рис. 1).

Джейранкечмез–Южно-Абшеронский прогиб является наиболее крупной геодинамической единицей ЮКБ, к которой приурочено более 90% ресурсов УВ бассейна, и где отмечается максимальная плотность развития грязевых вулканов. Поэтому наибольшие перспективы обнаружения новых скоплений УВ связываются в основном с глубоководной частью Южно-Абшеронского прогиба и его южной прибортовой частью.

Объем и методы исследований

Выполненный в этом исследовании прогноз особенностей УВ системы глубоководной части ЮКБ основан на анализе изотопно-геохимической характеристики продуктов деятельности ГВ и их корреляции с месторождениями нефти и газа.

Количественная и качественная оценка генерационного потенциала пород мезокайнозойского комплекса ЮКБ осуществлена на основании результатов пиролиза образцов пород-выбросов с 22 грязевых вулканов Абшеронского полуострова, Шамахы-Гобустанского и Нижнекуринского НГР.

Пиролиз пород был выполнен на установке Rock-Eval, что позволило определить спектр параметров, отражающих качественные и количественные характеристики ОВ пород, в том числе: общего органического углерода (TOC), реализованного (S_1) и остаточного генерационного потенциала породы (S_2), кислородного и водородного индексов (OI и HI), температуры максимального выхода углеводородов в пиролизе (T_{max}) и других параметров.

Для изучения изотопно-геохимической характеристики нефтей и газов были отобраны пробы нефти и газа с 16 грязевых вулканов.

Для определения изотопных соотношений $\delta^{13}C/^{12}C$ (в промилле (‰) относительно стандарта – V-PDBV-PDB) в керогене (экстракте пород) и углеводородах, а также δD, $\delta^{18}O$ в водах (в промилле относительно стандарта V-SMOW) использовались масс-спектрометры: DELTA Plus XP, CJS Sigma и Finnigan 4000.

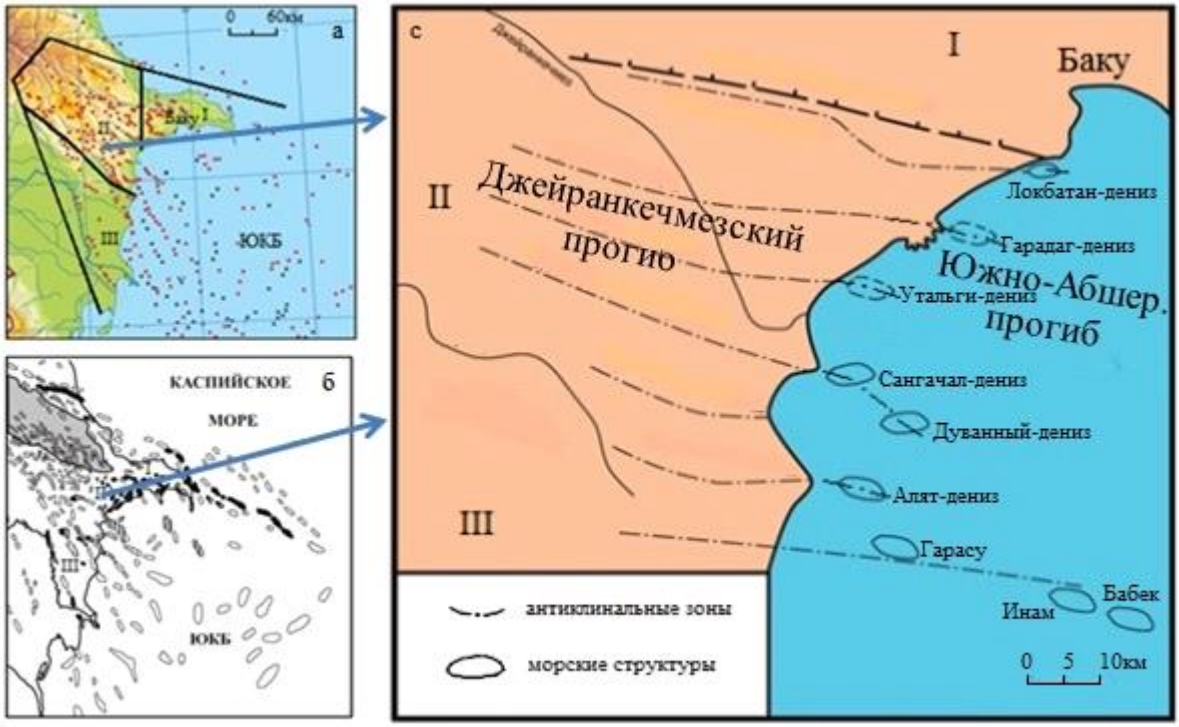


Рис. 1. Схемы распространения грязевых вулканов (а), нефтегазовых и перспективных структур (б) и морского продолжения субширотных антиклинальных зон Гобустана (по Алиев, Байрамов, 2007 с некоторыми дополнениями) в ЮКБ. I-III районы: I –Абшеронский; II – Гобустанский; III – Нижнекуринский

Хромато-масс-спектрометрический анализ нефтей и экстракта пород выполнен на хромато-масс-спектрометре GC/MS Clarus SQ8 MS.

Прямые оценки зрелости нефти и газа месторождений и грязевых вулканов ЮКБ проводились на основании эквивалентных значений отражательной способности витринита (Ro), рассчитанных соответственно по биомаркерному параметру – метил-фенантреновому индексу (MPI) (Peters, Moldovan, 1993) и изотопный состав углерода (ИСУ) этана (Faber, 1987).

Интерпретация данных и их корреляция выполнены с привлечением ранее проведенных исследований пород и флюидов грязевых вулканов (Дадашев и др., 1982; Валяев и др., 1985; Лаврушин и др., 2015; Киквадзе, 2016), результатов изучения генерационного потенциала мезокайнозойских пород из естественных обнажений и скважин (Guliyev et al., 1997; Feyzullayev et al., 2001 и др.), а также ИСУ нефтей и газов месторождений (Guliyev, Feyzullayev, 1996; Katz et al., 2000; Guliyev et al., 2001; Gürgey, 2003).

Обработка аналитических данных и графические построения выполнены с использованием стандартных компьютерных программ.

Результаты исследований и их обсуждение

УВ потенциал и ИСУ органического вещества пород

Результаты большого объема пиролитических исследований образцов пород осадочного комплекса ЮКБ (породы с естественных обнажений и керн из скважин) показали, что олигоцен-миоценовые отложения обладают лучшими нефтематеринскими свойствами, как по содержанию органического вещества (ОВ) и его качеству, так и по температурным условиям, необходимым для его преобразования (Bailey et al., 1996; Wavrek et al., 1996; Guliyev et al., 1997; Feyzullayev et al., 2001). Это заключение подтвердили и результаты пиролиза пород-выбросов ГВ (Гулиев и др., 2005; Мустаев, 2013) (рис. 2).

По изотопному составу углерода (ИСУ) ОВ в ЮКБ отчетливо выделяются два источника УВ (source rocks): диатомовый и до-диатомовый (мел-нижнемиоценовый) (Feyzullayev et al., 2001). ОВ диатомовых пород характеризуются относительно более тяжелым ИСУ (рис. 3).

Диатомовая свита относится к средне-верхнемиоценовому стратиграфическому интервалу и включает 4 горизонта: конк, караган, сармат, меотис. Эта свита отличается высоким содержанием Сорг (в среднем 4.35 мас.%) с керогеном типа II-I (HI до 770 мг УВ/г Сорг). Потенциал у диатомовых пород выше (~3 т. УВ/м^2), чем у пород майкопской серии (Aghayeva et al., 2021).

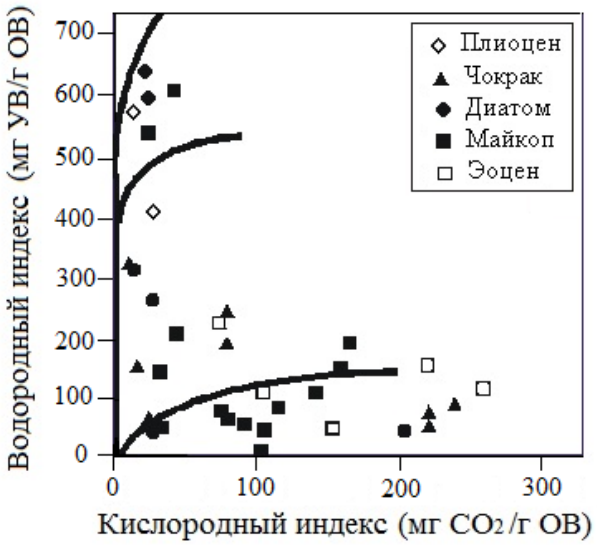


Рис. 2. График зависимости между водородным (HI) и кислородным (OI) индексами по данным пиролиза пород-выбросов грязевых вулканов ЮКБ, отражающий качество (тип) ОВ

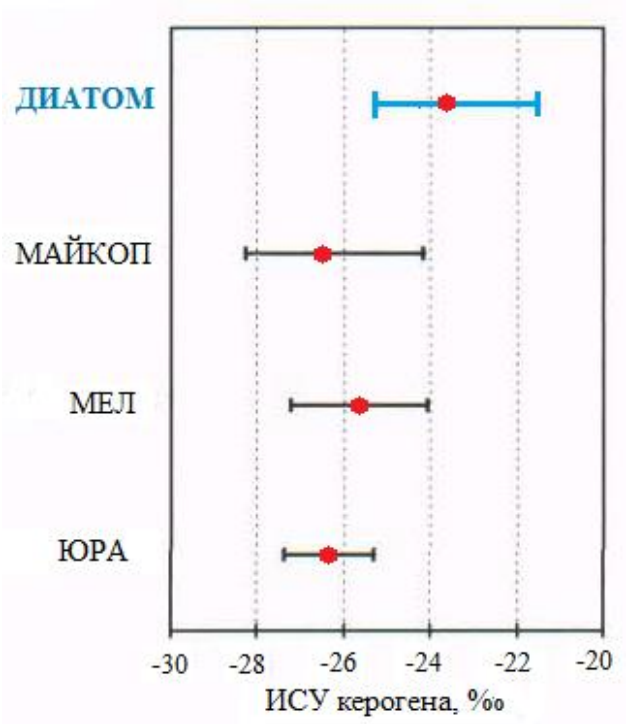


Рис. 3. ЮКБ. Диапазоны и средние значения $\delta^{13}C$ в керогене разновозрастных пород

ИСУ нефти грязевых вулканов

Пределы изменения и средние значения ИСУ нефти изученных грязевых вулканов ЮКБ приведены в таблице 1.

Таблица 1

ИСУ нефти грязевых вулканов различных НГР ЮКБ

Район	**Количество исследованных вулканов**	**$\delta^{13}C$ нефти, ‰ PDB**	
		Пределы изменения	**Средняя**
1	**2**	**3**	**4**
Шамахы-Гобустанский	13	-25.0…-28.2	-27.1
Нижнекуринский	4	-25.0…-27.1	-26.3

Согласно данным таблицы 1, нефти грязевых вулканов Абшеронского и Шамахы-Гобустанского НГР характеризуются схожим ИСУ, который относительно более легкий в сравнении с грязевыми вулканами Нижнекуринского НГР.

Нефти, являющиеся производными ОВ материнских пород, унаследуют их генетические свойства и, в частности, характерный для них ИСУ. Это подтверждает выполненная корреляция нефть-нефть по ИСУ (рис.4), которая показала, что нефти в доплиоценовых резервуарах отличаются относительно более легким ИСУ, характерным для до-диатомового ОВ.

Сопоставление рассчитанных (по MPI) значений зрелости нефтей месторождений и грязевых вулканов показало на их в целом хорошую сходимость (рис. 5) и в то же время позволило прийти к заключению, что нефти грязевых вулканов, наиболее вероятно, являются продуктом разрушения как нижнеплиоценовых, так и доплиоценовых резервуаров при некотором преобладании вклада последних.

Установлено (Feyzullayev, Aliyeva, 2003), что в региональном плане ИСУ нефтей месторождений утяжеляется в направлении регионального погружения осадочных слоев, в сторону центральной части Южного Каспия. Это указывает на увеличение в залежах ПТ в этом направлении доли нефти, генерированной диатомовым интервалом разреза.

ИСУ газов

В исследованных грязевых вулканах величина $\delta^{13}C$ метана изменяется в пределах -61.6 ... -36.6 ‰, составляя в среднем -48.5‰. Пределы изменения величины $\delta^{13}C$ этана находятся в интервале -29.6 до -23.3‰ (среднее – -26.9‰) (табл. 2).

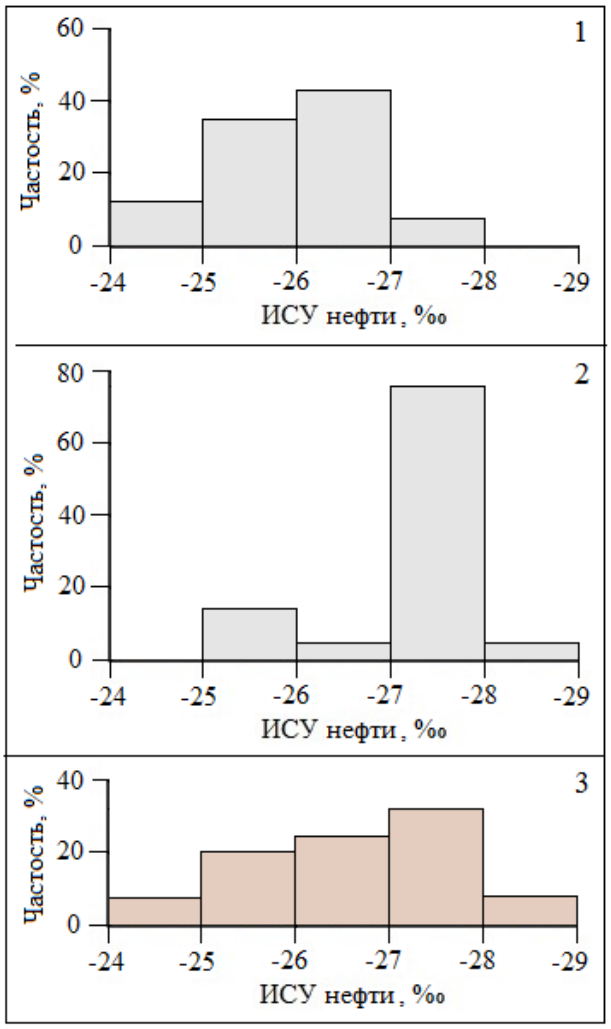


Рис. 4. Гистограммы распределения значений ИСУ нефтей месторождений в нижнеплиоценовых (1) и до-плиоценовых (2) резервуарах и грязевых вулканов (3) Азербайджана

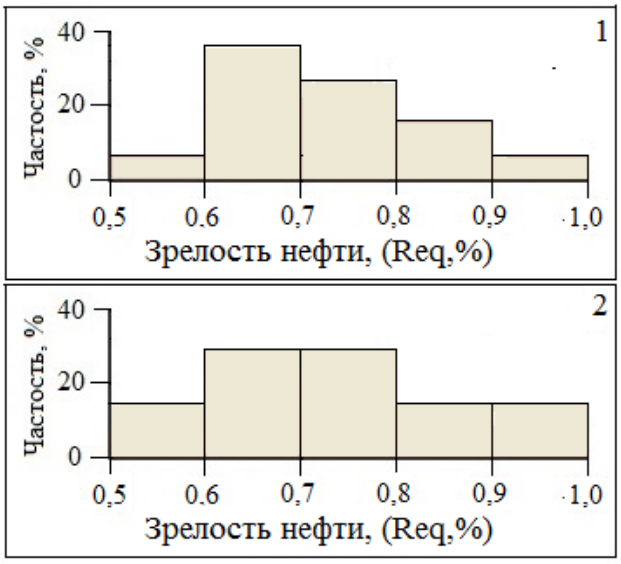


Рис. 5. Зрелость нефтей месторождений (1) и грязевых вулканов (2) в Req.(%), рассчитанная по MPI

Таблица 2

Изотопный состав углерода газов грязевых вулканов ЮКБ

Район/параметры	**Количество исследованных вулканов**	**$\delta^{13}C$, ‰ PDB**		
		CH_4	**C_2H_6**	**CO_2**
1	**2**	**3**		**4**
Абшеронский Пределы изменения ИСУ **Средняя**	8	-39.5…-56.7 **-47.8**	-25.4…-28.4 **-26.4**	-0.5… 1.8 **-0.35**
Шамахы-Гобустанский Пределы изменения ИСУ **Средняя**	48	-36.6…-58.4 **-49.6**	-23.3…-29.6 **-27.4**	-36.9 …23.4 **4.15**
Нижнекуринский Пределы изменения ИСУ **Средняя**	23	-44.2…-61.6 **-49.8**	не опр.	-21.9…19.6 **-0.03**

Гистограмма распределения значений ИСУ метана грязевых вулканов ЮКБ имеет бимодальный характер (рис. 6), отражая наличие преимущественно катагенетического (-35…-50‰), а также смешанного катагенетического-биохимического метана (-50…-65 ‰).

В распределении в пространстве значений ИСУ метана грязевых вулканов наблюдается отчетливая зональность (рис. 7). Наиболее изотопно-тяжелые, а следовательно, катагенетически более зрелые газы характерны для грязевых вулканов Шамахы-Гобустанского и Абшеронского НГР.

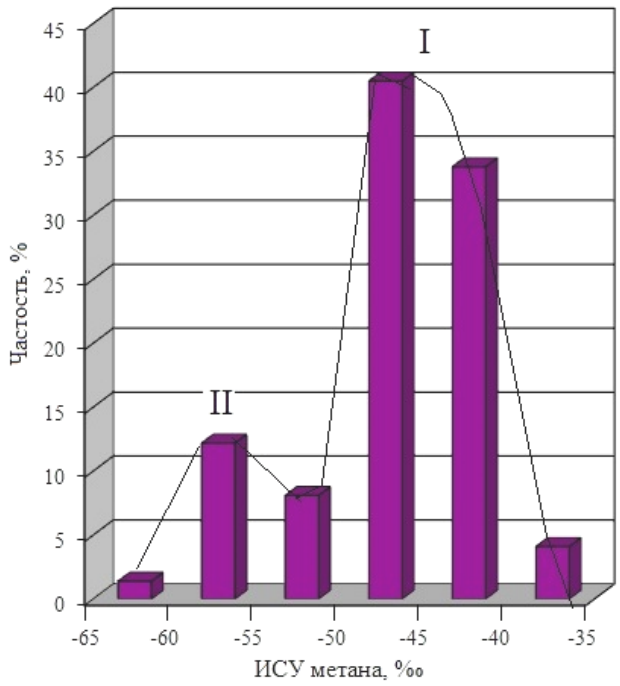


Рис. 6. Гистограмма распределения ИСУ метана грязевых вулканов Азербайджана.
I – метан катагенетический; II – метан смешанный (биохимический + катагенетический)

Анализ изменения в пространстве ИСУ газов месторождений показал, что от суши к морю отмечается относительное утяжеление ИСУ (рис. 8). Учитывая, что величина $\delta^{13}C_{CH4}$ растет с увеличением пластовой температуры (глубины) (Прасолов, Лобков, 1977; Дадашев и др., 1986), можно заключить, что в этом направлении от суши к морю увеличивается катагенетическая зрелость газов. Это подтверждают рассчитанные (по ИСУ этана) значения зрелости газов, которые для газов морских месторождений составляют в среднем около 1.53% Rэкв, в то время как для месторождений суши это значение заметно ниже (1.32% Rэкв).

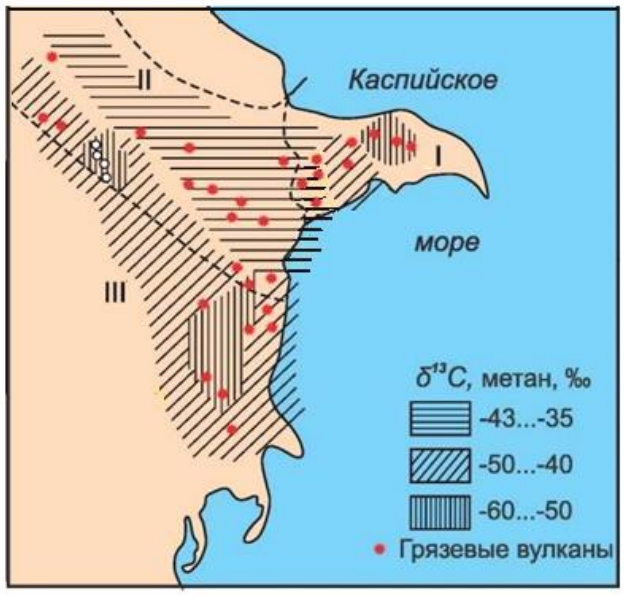


Рис. 7. Схема распределения значений ИСУ метана в грязевых вулканах ЮКБ (Дадашев и др., 1986). Нефтегазоносные районы: I – Абшеронский; II – Шамахы-Гобустанский; III – Нижнекуринский

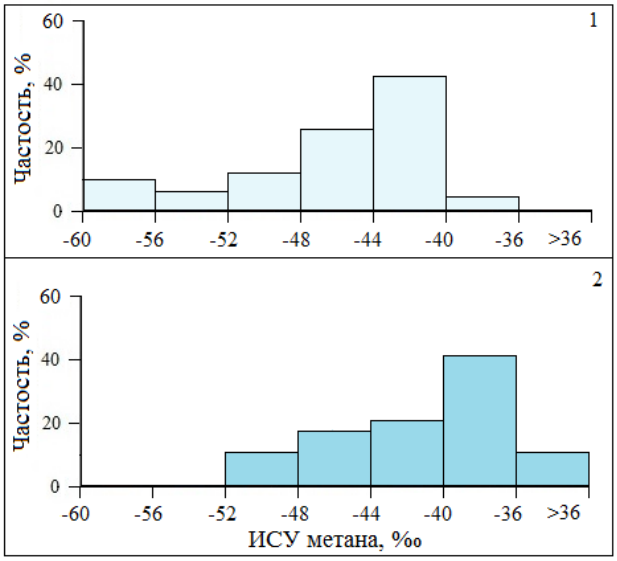


Рис. 8. ЮКБ. Гистограммы распределения значений ИСУ углерода метана месторождений суши (1) и моря (2)

Зрелость УВ газов грязевых вулканов изменяется в пределах 1.30-2.10% Rэкв, а газов газогидратов, отобранных из жерла 4-х подводных грязевых вулканов в глубоководной части Южного Каспия – в пределах 1.47-1.94% Rэкв (Фейзуллаев, Тагиев, 2008). Это в целом хорошо согласуется со зрелостью УВ газов месторождений, указывая на общность их генетического источника, что находит убедительное подтверждение на графике зависимости между ИСУ метана и этана (рис. 9). Некоторое различие обусловлено наличием биохимических УВ газов в неглубоко залегающих резервуарах.

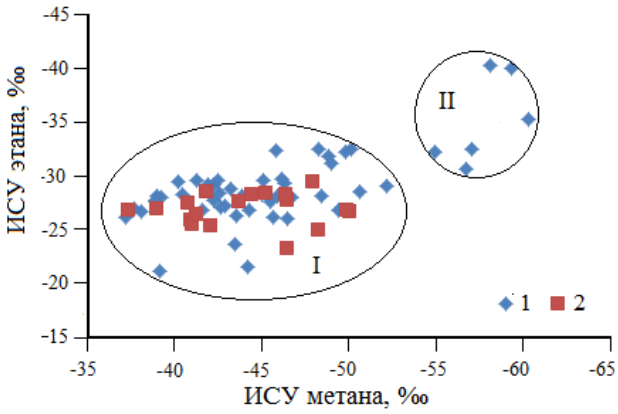


Рис. 9. ЮКБ. График зависимости между ИСУ метана и этана месторождений (1) и грязевых вулканов (2):
I – УВ газ катагенетический; II – УВ газ биохимический

ИСУ углекислого газа

В грязевых вулканах ЮКБ ИСУ ($\delta^{13}C$) CO_2 изменяется в широких пределах: от -36.9 до +23.4‰ (см. табл. 2, рис. 10), почти 60% из которых имеют положительные значения, а у около 46% исследованных образцов превышают значение в 5‰.

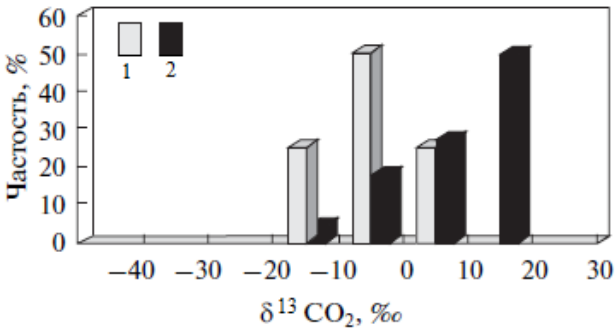


Рис. 10. Гистограммы распределения значений $\delta^{13}C$ CO_2 (в ‰) грязевых вулканов.
1 и 2 – грязевые вулканы, характеризующиеся соответственно наличием и отсутствием нефтепроявлений

Природа необычного сверхтяжёлого ИСУ CO_2 представляет наибольший интерес и долгое время была предметом дискуссий. Только после изучения ИСУ CO_2 месторождений эта проблема нашла свое решение. Было установлено, что все позитивные значения ИСУ CO_2 характерны для залежей, глубина которых не превышает примерно 2 км независимо от стратиграфической их приуроченности (рис. 11). Этот факт, а также то, что изотопно-сверхтяжелая CO_2 характерна преимущественно для грязевых вулканов с нефтепроявлениями, позволили высказать предположение об образовании их в близповерхностных условиях, в результате ферментативной деструкции нефти без участия температурного фактора (Фейзуллаев, Мовсумова, 1995, 2010). Этот процесс сопровождается увеличением в газе концентрации CO_2 (рис. 12).

Обогащение ИСУ CO_2 легким изотопом ^{12}C, наблюдаемое с увеличением глубины залегания залежей (см. рис. 11), является доказательством образования ее в результате термокаталитических процессов метаморфизации ОВ. В связи с этим важно отметить, что месторождения моря характеризуются в среднем относительно более легким ИСУ CO_2 (1.72‰) в сравнении с газами суши (2.55‰). Это подтверждает увеличение в сторону моря масштабов термокаталитического преобразования ОВ.

Изотопный состав инертных газов (He, Ar)

Измеренные значения отношения $^{3}He/^{4}He$ и $^{40}Ar/^{36}Ar$ в газах грязевых вулканов ЮКБ изменяются соответственно в пределах 2.8-30.0 (Алиев, Кабулова, 1980) и 300-885 (Джафаров, 1985), указывая на их осадочное происхождение (Лаврушин и др., 1996). Это подтверждает позитивная корре-

ляция между изотопным составом гелия и расчетной зрелостью газов грязевых вулканов (табл. 3), а также прямая зависимость между ИСУ CH_4 и содержанием в газах радиогенного аргона (^{40}Ar), отражающая увеличение зрелости газа с увеличением возраста пород (рис. 13).

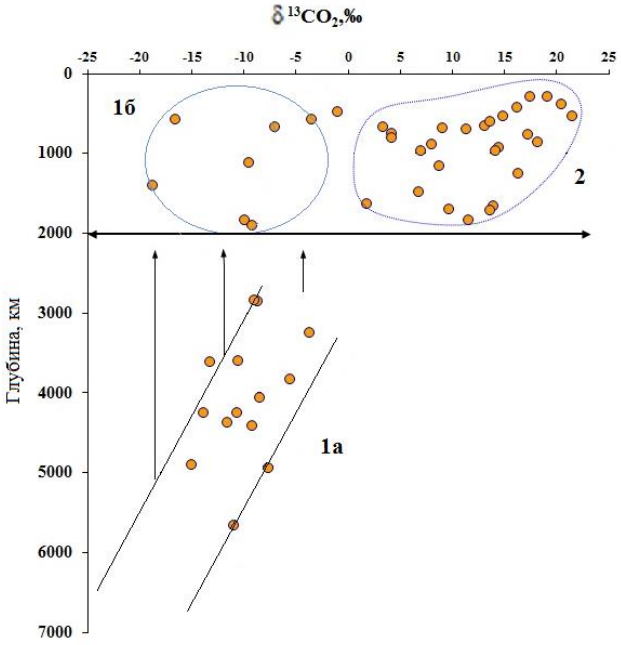


Рис. 11. Изменение с глубиной ИСУ CO_2 в нефтегазовых залежах ЮКБ:
(1а): CO_2, образовавшийся в результате термокаталитического преобразования ОВ; (1б): CO_2 – миграционный; (2): CO_2 – продукт ферментативной деструкции нефти в близповерхностных условиях

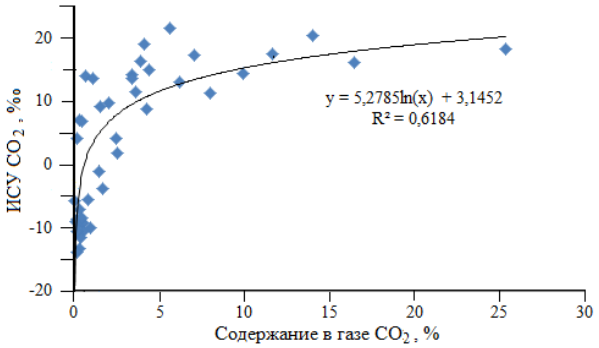


Рис. 12. Зависимость между ИСУ CO_2 и его концентрацией в газах ЮКБ

ИСУ вод грязевых вулканов

Изотопный состав водорода и кислорода вод грязевых вулканов ЮКБ варьирует в широком диапазоне ($\delta^{18}O$: от -0.6 до +10.4‰, а δD: от -32 до -12‰) (Гулиев и др., 2004). В сравнении с пластовыми водами нефтегазовых месторождений воды грязевых вулканов характеризуются обогащенностью дейтерием (δD) и $\delta^{18}0$ до +3‰ и +11.2‰ соответственно (Керимов и др., 2015) (рис. 14).

Таблица 3

Зависимость между значениями $^3He/^4He$ и расчетной зрелостью газов в грязевых вулканах Азербайджана

Грязевые вулканы	**$^3He/^4He$,** 10^{-8}		**Зрелость,** Rэкв по ИСУ этана, %	
	Пределы	**Средняя**	Пределы	**Средняя**
I группа (главная)	2.8 - 9.7	**6.0**	1.47 -1.71	**1.59**
II группа	15 - 23	**19.0**	1.72 -1.77	**1.74**
III группа	26 - 30	**27.7**	1.92 -2.04	**2.02**

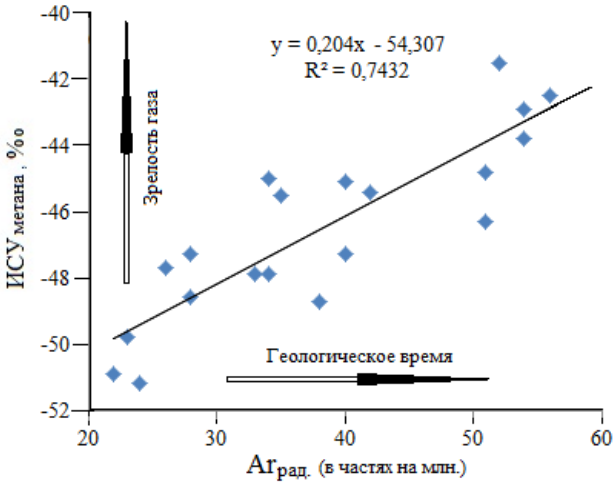


Рис. 13. Зависимость между ИСУ метана и содержанием радиогенного аргона (^{40}Ar) в газах грязевых вулканов ЮКБ

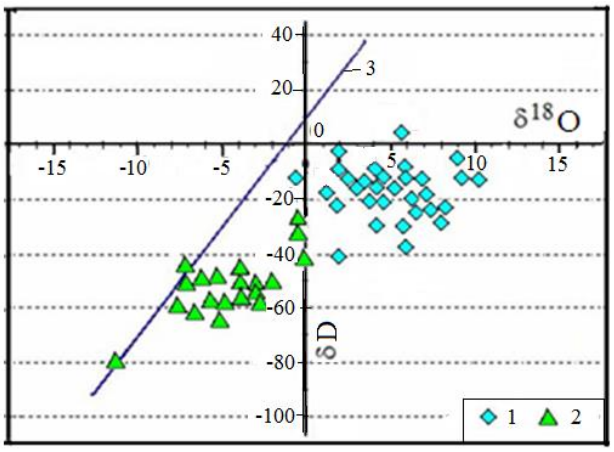


Рис. 14. Зависимость между изотопным составом кислорода и водорода вод грязевых вулканов (1) и пластовых вод нефтегазовых месторождений (2) ЮКБ. 3 – линия метеорных вод

Эти воды представляют собой сложные смеси глубинных вод (слабосоленых, в основном щелочных и пресных конденсатных вод) и отно-

сительно неглубоко залегающих водных рассолов (преимущественно хлоридных) или метеорных вод (Feyzullayev, 2012; Киквадзе, 2016). Это подтверждают результаты исследований грязевых вулканов и других осадочных бассейнов мира (Planke et al., 2003; Hovland et al., 2006; Mazzini, 2009; Nakada et al., 2011).

Исследования изотопного состава бикарбонатов вод (HCO_3^-) некоторых грязевых вулканов ЮКБ обнаружили необычно тяжелый изотопный состав их углерода, который изменяется в пределах от -0.8 до +19.8‰ (среднее значение+10.7‰) (Фейзуллаев, Мовсумова, 2010) (табл. 4).

Таблица 4

Изотопный состав углерода бикарбонатов вод грязевых вулканов ЮКБ

Грязевые вулканы	$\delta^{13}C_{HCO3}$, ‰
Чайкурбанчи	*+9.1*
Демирчи	*+3.1*
Айрантекан	*+10.0*
Шейтануд	*+17.7*
Солахай	*+16.0*
Бахар	*+11.9*
Перекишкюль	*+19.8*
Джагирли (Южный)	*+7.0*
Готурдаг	*–0.8*
Чеилдаг (Западный)	*+13.0*

Выявленная достаточно четкая корреляция между ИСУ бикарбонатов и CO_2 грязевых вулканов (рис. 15) еще раз подтверждает, что бикарбонаты и CO_2 с тяжелым ИСУ являются продуктами единого процесса окислительной деструкции УВ. Это подтверждают и другие исследователи (Carothers and Kharaka, 1980).

Заключение

Обобщение ранее выполненных и новых исследований ИСУ ОВ пород и флюидов грязевых вулканов и нефтегазовых залежей, а также их корреляция подтверждают существующие основные представления об особенностях УВ систем ЮКБ. Очаги генерации жидких и газообразных УВ, хотя в полном соответствии с вертикальной зональностью нефтегазообразования гипсометрически смещены относительно друг друга, имеют единый генетический источник.

В направлении погружения осадочных отложений, т.е. от суши в сторону центральной глубоководной части ЮКВ отмечается последовательное увеличение гипсометрической и стратиграфической мощности пород, вовлеченных в образование УВ, сопровождающееся ростом зрелости и сменой их фазового состояния (от нефтяных к нефтегазовым и газоконденсатным). Это позволяет заключить, что в глубоководной части ЮКВ следует ожидать открытия исключительно газоконденсатных скоплений (Feyzullayev, Lerche, 2020).

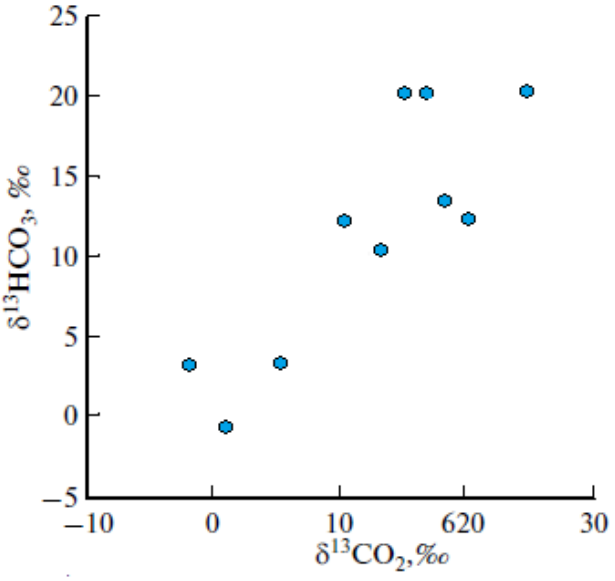


Рис. 15. Зависимость ИСУ между ИСУ углекислого газа и бикарбонатов вод грязевых вулканов ЮКБ

Согласно выполненным расчётам, интервал образования газа и растворенного в нем конденсата охватывает глубины от 8 до 16 км (рис. 16). Их образование связано, как с поздней стадией температурного преобразования ОВ, так и с крекингом ранее образованных жидких УВ.

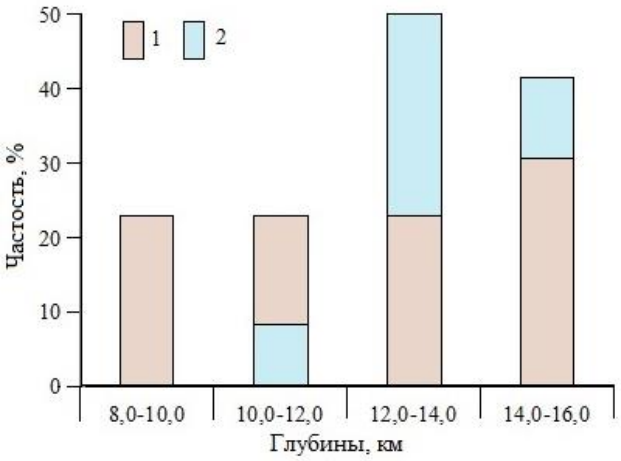


Рис. 16. ЮКБ. Гистограммы распределения глубин источника газов месторождений (1) и грязевых вулканов (2), рассчитанных по ИСУ

При температурном градиенте в центральной глубоководной части ЮКВ примерно в 18°С/км температура на глубине 16 км будет равна примерно 290°С. Это хорошо согласуется с оценками, выполненными по ИСУ метана для других осадочных бассейнов мира. Согласно этим оценкам (Прасолов, 1990) максимальному предельному значению ИСУ метана осадочного генезиса, равному -35‰, соответствует температура недр в 300°С. В ЮКБ максимальное значение ИСУ метана равно – 34.5‰, что позволяет считать нижнюю границу температуры его источника в 300°С объективной.

Благодарности

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Развития Науки при Президенте Азербайджанской Республики – Грант № EİF-BGM-4-RFTF-1/2017.

ЛИТЕРАТУРА

Алиев Ад.А., Байрамов А.А. Закономерности пространственно-временного распределения грязевых вулканов Южно-Каспийской впадины в свете новой тектонической концепции. Труды Ин-та геол. НАНА, No. 35, 2007, с. 25-45.

Алиев Ад.А., Кабулова А.Я. Изотопы гелия в газах грязевых вулканов Азербайджана. ДАН Азербайджана, Т. 36, No. 3, 1980, с. 52-56.

Валяев Б.М., Гринченко Ю.И., Ерохин В.Е., Прохоров В.С., Титков Г.А. Изотопный облик газов грязевых вулканов. Литология и полезные ископаемые, No.1, 1985, с. 72-87.

Гулиев И., Фейзуллаев А., Алиев А., Мовсумова У. Состав газов и органического вещества пород-выбросов грязевых вулканов Азербайджана. Геология нефти и газа, No. 3, 2005, с. 27-30.

Гулиев И., Фейзуллаев А., Гусейнов Д. Геохимические особенности и источники флюидов грязевых вулканов Южно-Каспийского осадочного бассейна в свете новых данных по изотопии С, Н, и О. Геохимия, No. 7, 2004, с. 792-800.

Дадашев А.А., Зорькин Л.М., Блохина Г.Г. Новые данные об изотопном составе углерода метана природных газов грязевых вулканов Азербайджана. Доклады АН СССР, Т. 262, No. 2, 1982, с. 399-401.

Дадашев А.А., Фейзуллаев А.А., Гулиев И.С. Вертикальная зональность нефтегазообразования по данным изотопного состава углерода метана грязевых вулканов и месторождений Азербайджана. Нефтегазовая геология и геофизика, No. 6, 1986, с. 24-28.

Джафаров С.А. Инертные компоненты (гелий, азот, изотопы аргона) газов грязевых вулканов Азербайджана в связи с перспективами газоносности глубокозалегающих отложений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд.г.-м.н. Институт геологии АН Азерб.ССР, Баку, 1985.

Керимов В.Ю., Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. ООО «Издательский дом Недра». Москва, 2015, 404 с.

Киквадзе О.Е. Геохимия грязевулканических флюидов Кавказского региона. Диссертация на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук. Геологический институт РАН, Москва, 2016, 183 с.

Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е., Алиев Ад.А., Покровский Б.Г., Поляк Б.Г. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-химические особенности и условия формирования. Литология и полезные ископаемые, No. 1, 2015, с. 3-29, DOI: 10.7868/S0024497X15010036

Лаврушин В.Ю., Поляк Б.Г., Прасолов Э.М., Каменский И.Л. Источники вещества в продуктах грязевого вулканизма (по изотопным, гидрохимическим и геологическим данным). Литология и полезные ископаемые, No. 6, 1996, с. 625-647.

REFERENCES

Aghayeva V., Sachsenhofer R.F., van Baak C.G.C., Bechtel A., Hoyle T.M., Selby D., Shiyanova N., Vincent S.J. New geochemical insights into Cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region. Journal of Petroleum Geology, Vol. 44, No. 3, 2021, pp. 349-384.

Aliyev Ad.A., Bayramov A.A. Regularities of spatial-time distribution of mud volcanoes in the South Caspian Basin in the light of new tectonic conception. Proceedings of Geology Institute of Azerbaijan National Academy of Sciences, No. 35, 2007, pp. 25-45 (in Russian).

Aliyev Ad.A., Kabulova A.Ya. Helium isotopes in gases of the mud volcanoes of Azerbaijan. Proceedings of the Azerbaijan Academy of Sciences, Vol. 36, No. 3, 1980, c. 52-56 (in Russian).

Amado L. Reservoir exploration and appraisal || field case evaluations. Gulf Professional Publishing. 2013, pp. 53-156, ISBN 9781856178532, https://DOI.org/10.1016/B978-1-85617-853-2.00012-0

Axen G.J., Lam P.S., Grove M., Stockli D.F. Exhumation of the West-Central Alborz mountains, Iran, Caspian subsidence, and collision-related tectonics. Geology, Vol. 29, No. 6, 2001, pp. 559-562.

Bailey N.J.L., Guliyev I.S., Feyzullayev A.A. Source rocks in the South Caspian. AAPG/ASPG research symposium 'Oil and gas petroleum systems in rapidly-subsiding basins'. Book of abstracts. Baku, Azerbaijan, October 6-9 1996.

Carothers W.W., Kharaka Y.F. Stable carbon isotopes of HCO_3^- in oil-field waters –implications for the origin of CO_2. Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 44, No. 2, 1980, pp. 323-332.

Dadashev A.A., Feyzullayev A.A., Guliyev I.S. Vertical zoning of oil and gas forming by data of the isotopic composition of methane carbon of the mud volcanoes and fields in Azerbaijan. Oil and gas geology and geophysics, No. 6, 1986, pp. 24-28 (in Russian).

Dadashev A.A., Zorkin L.M., Blokhina G.G. New data about the isotopic composition of methane carbon of the natural gases of the mud volcanoes in Azerbaijan. Akademiia Nauk SSSR, Doklady, Vol. 262, No. 2, 1982, c. 399-401, DOI: 10.7868/S0024497X15010036 (in Russian).

Faber E. Zur isotopengeochemie gasformiger Kohlenwasserstoffe. Erdol, Erdgas, Kohle, Vol. 103, No. 5, 1987, pp. 210-218 (in German).

Feyzullayev A., Aliyeva Es.A. Estimation of the various source rocks contribution in oil pools formation. EAGE 65 Conference and Exhibition, Stavanger, The Norway, 2-5 June 2003. Extended Abstracts on CD, P 026, 4 p.

Feyzullayev A., Guliyev I., Tagiyev M. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. Petroleum Geoscience, Vol. 7, No. 4, 2001, pp. 409-417.

Feyzullayev A., Movsumova U. The nature of the isotopically heavy carbon of carbon dioxide and bicarbonates in the wa-

Мустаев Р.Н. Условия формирования и прогноз нефтегазоносности западного борта Южно-Каспийской впадины. Дис. на соискание уч.степ. канд. геол.-минер. наук. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, Москва, 2013,123 с.

Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Недра. Ленинград, 1990, 283 с.

Прасолов Э.М., Лобков В.А. Об условиях образования и миграции метана (по изотопному составу углерода). Геохимия, No. 1, 1977, с.122-135.

Фейзуллаев А., Тагиев М. Формирование залежей нефти и газа в продуктивной толще Южно-Каспийского бассейна: новые подходы и результаты. Азерб. Нефт. Хозяйство, No. 3, 2008, с. 7-18.

Фейзуллаев А., Мовсумова У. Природа изотопно-тяжелого углерода углекислого газа и бикарбонатов вод грязевых вулканов Азербайджана. Геохимия, No. 5, 2010, с. 1-6.

Фейзуллаев А.А., Мовсумова У.А. Природа изотопно-тяжелого углерода углекислого газа грязевых вулканов Азербайджана. Материалы III Международной конференции Азербайджанского общества геологов нефтяников. Баку,1995, с. 38-39.

Aghayeva V., Sachsenhofer R.F., van Baak C.G.C., Bechtel A., Hoyle T.M., Selby D., Shiyanova N., Vincent S.J. New geochemical insights into Cenozoic source rocks in Azerbaijan: implications for petroleum systems in the South Caspian region. Journal of Petroleum Geology, Vol. 44, No. 3, 2021, pp. 349-384.

Amado L. Reservoir exploration and appraisal || field case evaluations. Gulf Professional Publishing. 2013, pp. 53-156, ISBN 9781856178532, https://DOI.org/10.1016/B978-1-85617-853-2.00012-0

Axen G.J., Lam P.S., Grove M., Stockli D.F. Exhumation of the West-Central Alborz mountains, Iran, Caspian subsidence, and collision-related tectonics. Geology, Vol. 29, No. 6, 2001, pp. 559-562.

Bailey N.J.L., Guliyev I.S., Feyzullayev A.A. Source rocks in the South Caspian. AAPG/ASPG research symposium 'Oil and gas petroleum systems in rapidly-subsiding basins'. Book of abstracts. Baku, Azerbaijan, October 6-9 1996.

Carothers W.W., Kharaka Y.F. Stable carbon isotopes of HCO_3^- in oil-field waters –implications for the origin of CO_2. Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 44, No. 2, 1980, pp. 323-332.

Faber E. Zur isotopengeochemie gasformiger Kohlenwasserstoffe. Erdol, Erdgas, Kohle, Vol. 103, No. 5, 1987, pp. 210-218.

Feyzullayev A., Aliyeva Es.A. Estimation of the various source rocks contribution in oil pools formation. EAGE 65 Conference and Exhibition, Stavanger, The Norway, 2-5 June. 2003. Extended Abstracts on CD, P 026, 4 p.

Feyzullayev A., Guliyev I., Tagiyev M. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. Petroleum Geoscience, Vol. 7, No. 4, 2001, pp. 409-417.

Feyzullayev A.A. Mud volcanoes in the South Caspian basin: nature and estimated depth of its products. Natural Science, Vol. 4, No.7, 2012, pp. 445-453.

Feyzullayev A.A., Lerche I. Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin. Petroleum Research, Vol. 5, No. 1, 2020, pp. 70-76, https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2019.10.003

Guliyev I., Feyzullayev A. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan. In: (D.Shumacher and M.Abrams, eds.) Hydrocarbon migration and its near-surface expression. AAPG Memoir, Vol. 66, 1996, pp. 63-70.

Guliyev I., Feyzullayev A., Tagiyev M. Isotope-geochemical characteristics of hydrocarbons in the South Caspian Basin. Energy, Exploration and Exploitation, Vol. 15, No. 4/5, 1997, pp. 311-368.

ters of mud volcanoes in Azerbaijan. Geochemistry, No. 5, 2010, pp. 1-6 (in Russian).

Feyzullayev A., Tagiyev M. Forming of oil and gas deposits in the Productive Series of the South-Caspian basin: new approaches and results. Azerbaijan Oil Industry, No. 3, 2008, pp. 7-18 (in Russian).

Feyzullayev A.A. Mud volcanoes in the South Caspian basin: nature and estimated depth of its products. Natural Science, Vol. 4, No.7, 2012, pp. 445-453.

Feyzullayev A.A., Lerche I. Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin. Petroleum Research, Vol. 5, No. 1, 2020, pp. 70-76, https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2019.10.003

Feyzullayev A.A., Movsumova U.A. The nature of the isotopically heavy carbon of the carbon-dioxide gas of the mud volcanoes in Azerbaijan. Proceedings of the III International conference of Azerbaijan Society of Petroleum Geologists, Baku, 1995, pp. 38-39 (in Russian).

Guliyev I., Feyzullayev A. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan. In: (D.Shumacher and M.Abrams, eds.) Hydrocarbon migration and its near-surface expression. AAPG Memoir, Vol. 66, 1996, pp. 63-70.

Guliyev I., Feyzullayev A., Aliyev A., Movsumova U. Composition of gases and organic matter of rocks-ejections of mud volcanoes of Azerbaijan. Oil and gas geology, No. 3, 2005, pp. 27-30 (in Russian).

Guliyev I., Feyzullayev A., Huseynov D. Fluids of mud volcanoes in the Southern Caspian sedimentary basin: geochemistry and sources in light of new data on the carbon, hydrogen, and oxygen isotopic compositions. Geochemistry, No. 7, 2004, pp. 792-800 (in Russian).

Guliyev I., Feyzullayev A., Tagiyev M. Isotope-geochemical characteristics of hydrocarbons in the South Caspian Basin. Energy, Exploration and Exploitation, Vol. 15, No. 4/5, 1997, pp. 311-368.

Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Guseynov D.A. Carbon isotopic composition of the hydrocarbon fluids of the South Caspian Megadepression. Geochemistry International, Vol. 39, No. 3, 2001, pp. 237-243.

Gürgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. Marine and Petroleum Geology, Vol. 20, No. 10, 2003, pp. 1119-1139.

Hovland M., Ruesletten H., Lifhseth H., Fichler C., Johnsen H. Mud volcanoes – A result of supercritical water formation at depth? Proceedings of AAPG/GSTT Hedberg Conference "Mobile Shale Basins – Genesis, Evolution and Hydrocarbon Systems", Trinidad and Tobago, 4-7 June 2006.

Jackson J., Priestley K., Allen M.B., Berberian M. Active tectonics of the South Caspian Basin. Geophys. J. Intern., Vol. 148, No. 2, 2002, pp. 214-245.

Jafarov S.A. Inert components (helium, nitrogen, argon isotopes) of gases of the mud volcanoes in Azerbaijan in connection with prospects of gas content and deep sediments. Abstract of the PhD dissertation, Institute of Geology of Azerbaijan Academy of Sciences, Baku, 1985 (in Russian).

Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 28, No. 4, 2000, pp. 161-182.

Kazmin V.G., Verzhbitskii E.V. Age and origin of the South Caspian Basin, Oceanology, Vol. 51, No. 1, 2011, pp. 131-140.

Kerimov V.Yu., Guliyev I.S., Huseynov D.A., Lavrenova E.A., Mustayev R.N., Osipov A.V., Serikova U.S. Forecast of the oil and gas content in regions with complex geological structure. Publishing House "Nedra". Moscow, 2015, 404 p. (in Russian).

Kikvadze O.E. Geochemistry of the mud volcanic fluids of the Caucasian region. PhD thesis, Moscow, 2016, 183 p. (in Russian).

Guliyev I.S., Feyzullayev A.A., Guseynov D.A. Carbon isotopic composition of the hydrocarbon fluids of the South Caspian Megadepression. Geochemistry International, Vol. 39, No. 3, 2001, pp. 237-243.

Gürgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments. Marine and Petroleum Geology, Vol. 20, No. 10, 2003, pp. 1119-1139.

Hovland M., Ruesletten H., Lifhseth H., Fichler C., Johnsen H. Mud volcanoes – A result of supercritical water formation at depth? Proceedings of AAPG/GSTT Hedberg Conference "Mobile Shale Basins – Genesis, Evolution and Hydrocarbon Systems", Trinidad and Tobago, 4-7 June 2006.

Jackson J., Priestley K., Allen M.B., Berberian M. Active tectonics of the South Caspian Basin. Geophys. J. Intern., Vol. 148, No. 2, 2002, pp. 214-245.

Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 28, No. 4, 2000, pp. 161-182.

Kazmin V.G., Verzhbitskii E.V. Age and origin of the South Caspian Basin, Oceanology, Vol. 51, No. 1, 2011, pp. 131-140.

Mazzini A. Mud volcanism: processes and implications. Marine and Petroleum Geology, Vol. 26, No. 9, 2009, pp. 1677-1680, DOI:10.1016/j.marpetgeo.2009.05.003

Nakada R., Takahashi Y., Tsunogai U., Zheng G., Shimizu H. Hattori K. A geochemical study on mud volcanoes in the Junggar Basin, China. Applied Geochemistry, Vol. 26, No. 7, 2011, pp. 1065-1076, DOI:10.1016/j.apgeochem.2011.03.011

Peters K.E. and Moldowan J.M. The Biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993, 363 p.

Philip H., Cisternas A., Gvishiani A., Gorshkov A. The Caucasus: an actual example of the initial stages of continental collision. Tectonophysics, Vol. 161, 1989, pp. 1-21.

Planke S., Svensen H., Hovland M., Banks D.A., Jamtveit B. Mud and fluid migration in active mud volcanoes in Azerbaijan. Geo-Marine Letters, Vol. 23, 2003, pp. 258-268, DOI:10.1007/s00367-003-0152-z

Wavrek D., Collister J., Curtiss D., Quick J., Guliyev I., Feyzullayev A. Novel application of geochemical inversion to derive generation/expulsion kinetic parameters for the South Caspian petroleum system (Azerbaijan). AAPG/ASPG Research Symposium "Oil and gas petroleum Systems in rapidly subsiding basins". October 6-9 1996. Baku, Azerbaijan.

Lavrushin V.Yu., Guliyev I.S., Kikvadze O.E., Aliyev Ad.A., Pokrovskiy B.G., Polyak B.G. Waters from mud volcanoes of Azerbaijan: isotopic-geochemical properties and generation environments. Lithology and Mineral Resources, No. 1, 2015, pp. 3-29 (in Russian).

Lavrushin V.Yu., Polyak B.G., Prasolov E.M., Kamenskiy I.L. Sources of matter in the mud volcanism products (by isotopic, hydrochemical and geological data). Lithology and Mineral Resources, No. 6, 1996, pp. 625-647 (in Russian).

Mazzini A. Mud volcanism: processes and implications. Marine and Petroleum Geology, Vol. 26, No. 9, 2009, pp. 1677-1680, DOI:10.1016/j.marpetgeo.2009.05.003

Mustayev R.N. Conditions of forming and forecast of oil and gas content of the western side of the South-Caspian depression. PhD thesis. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, 2013, 123 p. (in Russian).

Nakada R., Takahashi Y., Tsunogai U., Zheng G., Shimizu H. Hattori K. A geochemical study on mud volcanoes in the Junggar Basin, China. Applied Geochemistry, Vol. 26, No. 7, 2011, pp. 1065-1076, DOI:10.1016/j.apgeochem.2011.03.011

Peters K.E. and Moldowan J.M. The Biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993, 363 p.

Philip H., Cisternas A., Gvishiani A., Gorshkov A. The Caucasus: an actual example of the initial stages of continental collision. Tectonophysics, Vol. 161, 1989, pp. 1-21.

Planke S., Svensen H., Hovland M., Banks D.A., Jamtveit B. Mud and fluid migration in active mud volcanoes in Azerbaijan. Geo-Marine Letters, Vol. 23, 2003, pp. 258-268, DOI:10.1007/s00367-003-0152-z

Prasolov E.M. Isotopic geochemistry and origin of the natural gases. Nedra. Leningrad, 1990, 283 p. (in Russian).

Prasolov E.M., Lobkov V.A. Regarding the conditions of formation and migration of the methane (by isotopic composition of the carbon). Geochemistry, No. 1, 1977, pp. 122-135 (in Russian).

Valyaev B.M., Grinchenko Yu.I., Erokhin V.E., Prokhorov V.S., Titkov G.A. Isotopic appearance of gases of the mud volcanoes. Lithology and Mineral Resources, No. 1, 1985, pp. 72-87 (in Russian).

Wavrek D., Collister J., Curtiss D., Quick J., Guliyev I., Feyzullayev A. Novel application of geochemical inversion to derive generation/expulsion kinetic parameters for the South Caspian petroleum system (Azerbaijan). AAPG/ASPG Research Symposium "Oil and gas petroleum Systems in rapidly subsiding basins". October 6-9 1996. Baku, Azerbaijan.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ПРОДУКТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Фейзуллаев А.А.[1,2], Гусейнов Д.А.[1], Рашидов Т.М.[1]
[1]Институт геологии и геофизики НАНА
AZ1143, г. Баку, просп. Г.Джавида, 119: fakper@gmail.com
[2]Институт нефти и газа НАН Азербайджана
AZ 1000, Баку, Азербайджан, ул. Ф.Амирова,9

Резюме. В настоящее время основные мировые приросты углеводородов (УВ) связаны с эффективностью извлечения УВ из разрабатываемых месторождений и поисковыми работами на новых территориях. При этом наиболее эффективным является поиск УВ в глубокопогруженных отложениях эксплуатируемых нефтедобывающих районов, что, в свою очередь, связано с определенными инженерными и финансовыми рисками. С этой точки зрения грязевые вулканы Южно-Каспийского бассейна могут сыграть роль естественных глубоких скважин и носителей ценной информации о процессах, происходящих на больших глубинах.

В данной статье обобщены результаты ранее выполненных и новых исследований изотопного состава продуктов деятельности (породы-выбросы, газ, нефть, вода) грязевых вулканов ЮКБ с целью прогноза нефтегазоносности и фазового состояния УВ на недоступных бурением глубинах, а также минимизации экономического и технологического риска бурения дорогостоящих глубоких скважин. Были использованы следующие методы: пиролиз пород, масс-спектрометрический и хромато-масс-спектрометрический анализ органического вещества (ОВ), нефтей и газов. Показано, что положение в разрезе

очагов генерации нефти и газа грязевых вулканов и месторождений соответствует общепринятой вертикальной зональности нефтегазообразования и имеет единый генетический источник. От суши в сторону центральной глубоководной части ЮКБ отмечается увеличение мощности пород, при этом зрелость нефтей и газов увеличивается, сопровождаясь сменой фазового состояния УВ от нефтяных, к нефтегазовым и газоконденсатным. В глубоководной части ЮКБ прогнозируются исключительно газоконденсатные скопления. Нижний предел температуры их генерации оценивается примерно в 300ºС, что соответствует интервалу глубин от 8 до 16 км.

Ключевые слова: *Южно-Каспийский бассейн, грязевые вулканы, породы-выбросы, флюиды, изотопный состав, большие глубины, прогноз нефтегазоносности*

DƏRİN ÇÖKÜNTÜLƏRİN NEFT-QAZLILIĞI İLƏ ƏLAQƏDAR CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİNİN PALÇIQ VULKANLARININ FƏALİYYƏT MƏHSULLARININ İZOTOP TƏRKİBİ

Feyzullayev A.A.[1,2], Hüseynov D.A.[1], Rəşidov T.M.[1]
[1]*AMEA-nın Geologiya və Geofizika İnstitutu*
AZ1143, Baki şəh., H.Cavid prosp., 119: fakper@gmail.com
[2]*AMEA-nın Neft və Gaz İnstitutu*
AZ1000, Bakı şəh., F.Əmirov küç., 9

Xülasə. Hal-hazırda dünya üzrə karbohidrogenin (KH) əsas artımı iştismar yataqlarından KH effektiv çıxarılmasından və yeni ərazilərdə axtarış işlərinin aparılmasından asılıdı. Ən effektiv KH axtarışı istismarda olan neft hasilat rayonlarının dərinliklərdə olur, bu da öz növbəsində mühəndislik və maliyyə riskləri ilə bağlıdır. Bu baxımdan Cənubi-Xəzər hövzəsinin (CXH) palçıq vulkanları (PV) dərin təbii quyuların və böyük dərinliklərdə baş verən prosseslər haqqında qiymətli məlumat daşıyıcısı rolunu oynaya bilər.

Məqalədə Cənubi-Xəzər hövzəsinin palçıq vulkanlarının fəaliyyət məhsullarının (süxur-tullantılar, qaz, neft, su) izotop tərkibinin əvvəllər aparılmış və yeni tədqiqatların nəticələri ümumiləşdirilmişdir. Məqsəd – əlçatmaz dərinliklərdə neftin və qazın tərkibini və karbohidrogenlərin faza vəziyyətini, habelə bahalı dərin quyuların qazılmasının iqtisadi və texnoloji riskini minimuma endirmək (aşağıdakı üsullardan: süxurların pirolizi, orqanik maddə, neft və qaz mass-spektrometrik və xromato-mass-spektrometrik təhlildən istifadə olunub). Müəyyən edilmişdir ki, PV-ın və yataqlarının neftin və qazın generasiyasının mənbələrinin kəsilişdə ümumi qəbul edilmiş KH-ın şaquli əmələ gəlmə zonallığına uyğundur və vahid genetik mənbəyə malikdir. Qurudan CXH -nin mərkəzi dərinsulu hissəsinə tərəf süxurların qalınlığı qeyd olunur və bununla yanaşı neft və qazların yetkinliyi artır, KH-in faza halı neftdən, neft-qaza və qaz-kondensatına dəyişməsi ilə müşayiət olunur. CXH -nin dərinsulu hissəsində yalnız qaz kondensatının yığılmaları proqnozlaşdırılır. Onların əmələ gəlməsi üçün aşağı temperatur həddi təxminən 300 °C səviyyəsində qiymətləndirilir ki, bu da təxminən 8-dən 16 km qədər dərinliyə uyğundur.

Açar sözlər: *Cənubi Xəzər hövzəsi, palçıq vulkanları, süxur-tullantılar, flüidlər, izotop tərkibi, böyük dərinliklər, neft-qazlığın proqnozu*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

СВЯЗЬ ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА С НЕФТЕГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ В ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

Юсубов Н.П.
Институт нефти и газа НАНА, Баку, Азербайджан
AZ1000, г. Баку, ул. Ф.Амирова, 9

MUD VOLCANISM RELATIONSHIP WITH OIL AND GAS DEPOSITS IN THE SOUTH CASPIAN BASIN

Yusubov N.P.
Institute of Oil and Gas of ANAS, Azerbaijan
9, F.Amirov str., Baku, AZ1000

Keywords: *mud volcanism, non-Newtonian fluid, river systems, oil and gas fields, clay diapirs, sedimentation load, reservoir*

Summary. The South Caspian Basin (SCB) is the world's largest area of mud volcanism. In the Oligocene – Lower Miocene and in the Miocene-Quaternary period, thermodynamic conditions for the transformation of organic substances into hydrocarbons were created here. The Maykop clay formations, having the properties of a non-Newtonian fluid and buried under a multilayer geological system, as a result of the gravitational instability of the system (the *Rayleigh-Taylor phenomena*), have formed intrusions in the overlying environment and eruptive channels of mud volcanoes. These vertical (sub-vertical) structures played the role of channels that provide the migration of hydrocarbon and mud mixture formed inside the Maykop strata into the upper levels of the multilayer geological environment, in the body of which, as a result of the activity of river systems, reservoirs with high-quality filtration-capacity properties were formed. The processes of formation and development of eruptive channels of mud volcanoes and the migration of hydrocarbon fluids began from the end of the Oligocene (at the beginning of the Miocene) and continue to the present day. The results of the work performed on the basis of seismic data confirm that in the area under consideration, the only connecting link of the source stratum with the reservoirs located on the upper levels of the layered geological environment is the eruptive channels of mud volcanoes.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Геологические системы, состоящие из чередующихся слоев с низкой и высокой плотностями, неустойчивы в гравитационном поле Земли. В них из-за плавучести материалов с низкой плотностью, погребенных под слоистой геологической средой, сложенной из более плотных пород, формируются волнообразные (рис.1) структуры – диапировые складки (Диапировые складки…, 2017). В таких системах диапир начинает расти, когда перекрывающий слой, сложенный из дифференцированно-плотного (по вертикали и латерали) осадочного материала, достигает мощности, под тяжестью которой глинистый слой становится плавучим. По данным Лидера, (1986) глиняные купола в таких системах могут подниматься на поверхность с глубины порядка 150 м. Развитие глиняных куполов приводит к образованию антиклиналей и синклиналей в перекрывающей толще. Такой вывод противоречит сложившемуся мнению о формировании антиклинальных структур под воздействием тектонических сил сжатия, но не отрицает их участия в процессе формирования тектонических дислокаций. Сказанное подтверждается и результатами сейсморазведки, выполненной на Южно-Каспийской впадине (ЮКВ), где многие нефтяные месторождения приурочены именно к таким геологическим структурам.

По мнению исследователей, волнообразная форма поверхности соляного слоя и диапиров, образовавшихся на ранних стадиях формирования куполов, проявляет закономерность, которая характеризуется доминирующей длиной волны. Например, соляные купола на побережье Мексиканского залива имеют доминирующую длину волны около 10 км. Иногда эту закономерность относят и к площадям развития диапировых складок (Лидер, 1986; Гулиев и Кадиров, 2000). Однако, как показывает наш опыт, этот вывод не подтверждается реальными геолого-геофизическими данными. Как видно из рис. 2, расстояния между грязевыми вулканами не являются эквидистантными.

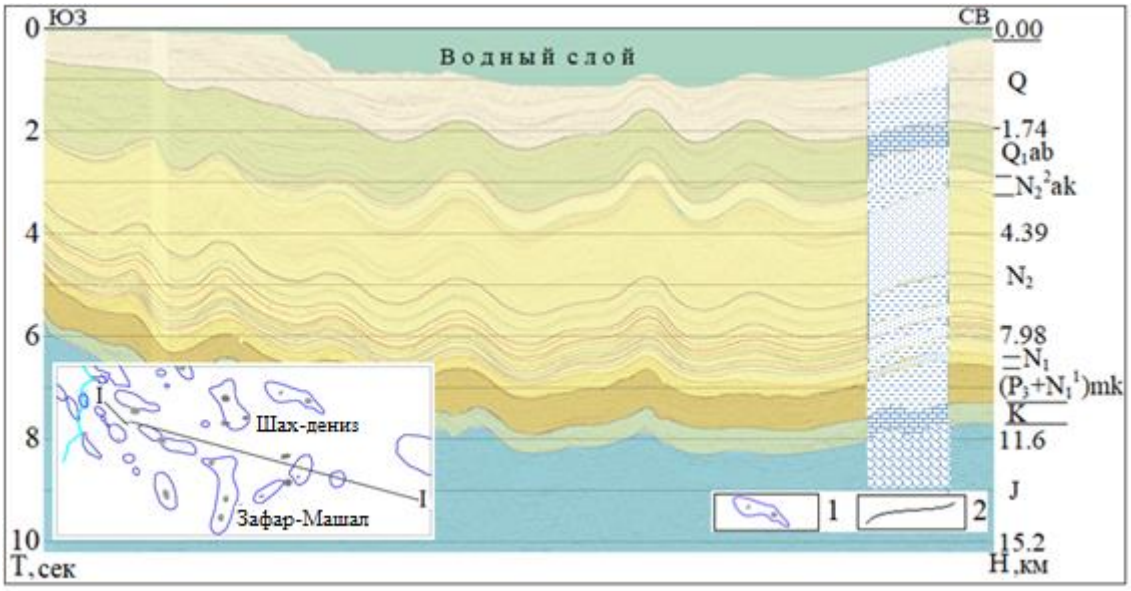


Рис. 1. Сейсмогеологический профиль. С правой стороны профиля отмечена стратиграфическая приуроченность горизонтов: Q – современные осадки, состоящие из пластов глин и песков; Q_1ab – Абшеронские отложения, терригенные осадки и известняки; N_2^2ak – отложения акчагыла, серые глины и вулканические пеплы; N_2 – отложения продуктивной толщи, чередования пластов, состоящих из песков, песчаников, алевритов и глин; N_1 – глинисто-песчаные миоценовые отложения; $(P_3+N_1^1)mk$ – глинистые отложения майкопа, обогащенные органическими веществами; K – карбонатные и вулканогенные меловые отложения; J – карбонатные отложения юрского периода.
1 – диапировые структуры и грязевые вулканы, 2 – границы раздела осадочных слоев.

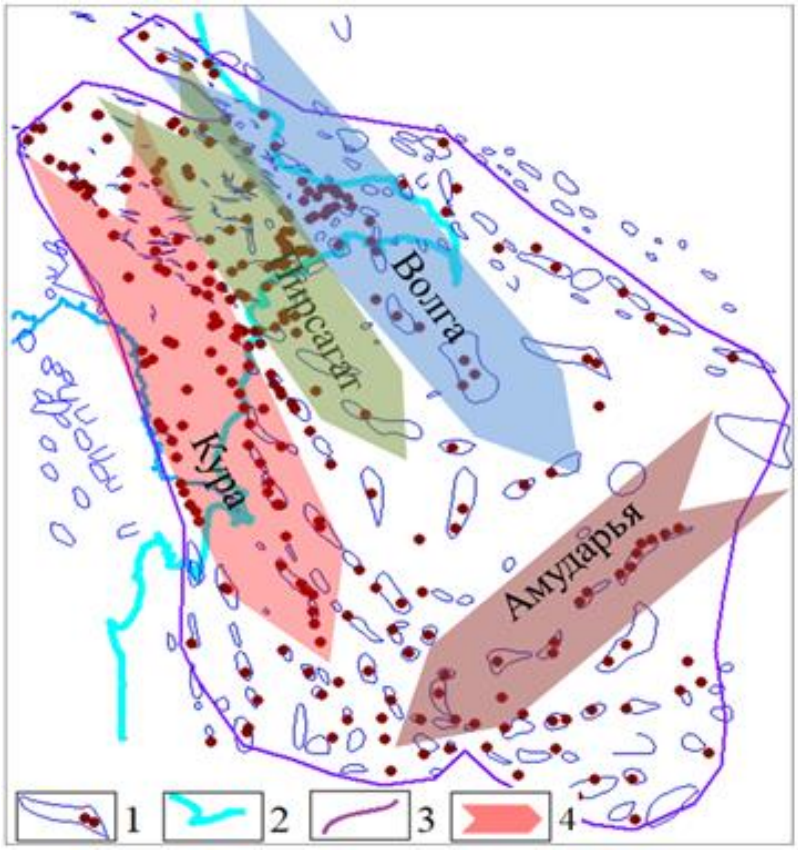


Рис. 2. Площадь распространения грязевых вулканов на суше и в морской акватории Азербайджана: 1 – грязевые вулканы и антиклинальные складки; 2 – береговая линия Каспийского моря; 3 – контур площади развития грязевого вулканизма; 4 – палеоречные системы, участвовавшие в формировании палеоген-четвертичного интервала осадочного комплекса отложений.

Из рис.1 и 3 видно, что амплитуды поднятий увеличиваются снизу вверх. Аналогичная волновая картина наблюдается и на временном разрезе (рис. 4б), рассчитанном по модели, показанной на рис. 4а. При этом, как видно из рис.4б, волновой фронт отражений от поверхности нижележащих слоев (отражения от поверхности пластов, характеризуюшихся скоростями 4.0 км/с и 4.3 км/с), разрывается на две части. Такая волновая картина наблюдается повсеместно на временных разрезах, построенных по результатам сейсморазведки, проведенной методом общей глубинной точки в исследуемом регионе. Это происходит из-за преломления и рассеивания энергии отраженных волн в присутствии в разрезе эруптивного канала ГВ. Отметим, что модель аппроксимирует подавляющее большинство реальных геологических разрезов ЮКВ и прилегающих районов. На теоретическом сейсмическом временном разрезе отчетливо видны частично-кратные отраженные волны, осложняющие фронты однократно отраженных волн.

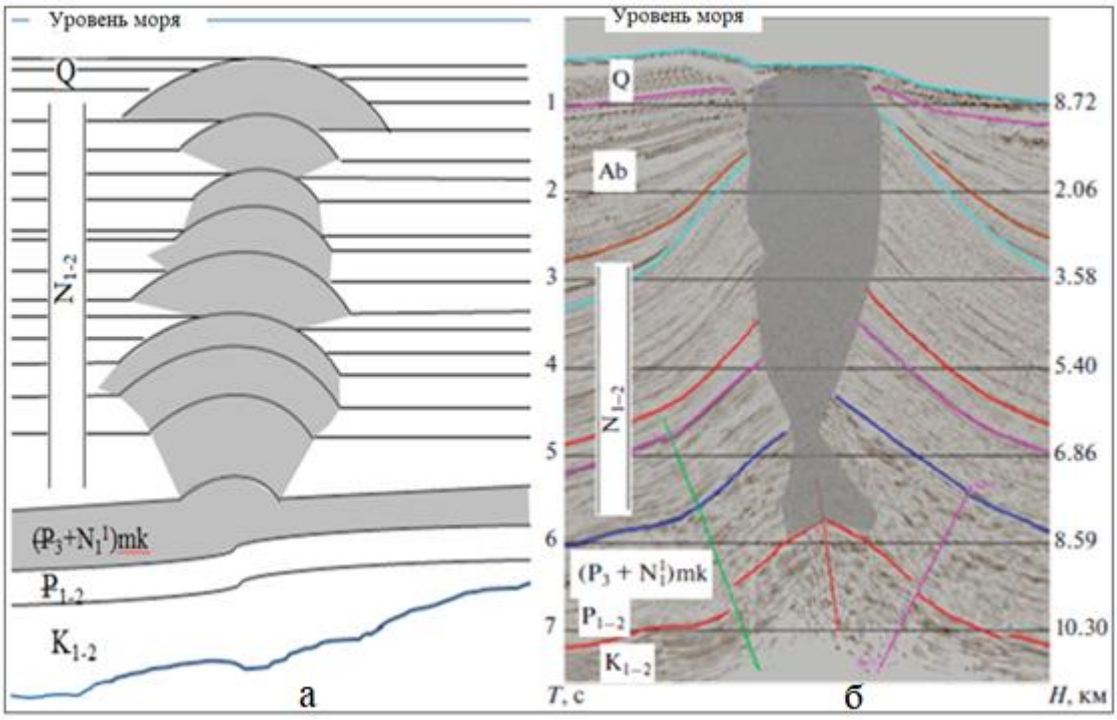


Рис. 3. Теоретическая модель и сечение эруптивного канала грязевого вулкана Нахчыван по данным трехмерной сейсморазведки

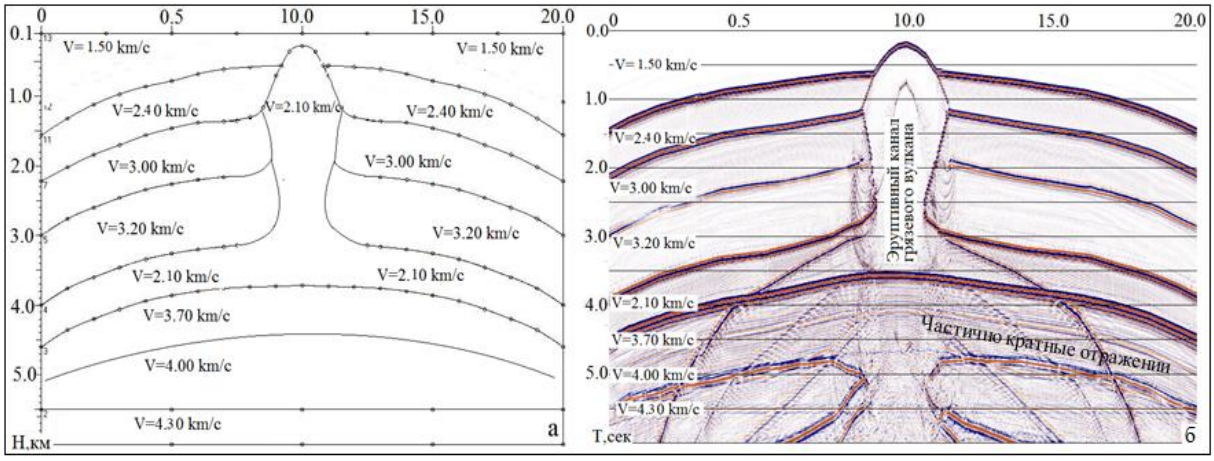


Рис. 4. Модель грязевого вулкана и теоретический временной разрез после миграции по алгоритму Кирхгофа (Клаербоут)

Структура майкопских отложений в ареале развития грязевого вулканизма

По результатам картографических съемок и интерпретации данных сейсморазведки сделан вывод (Юсубов, Гулиев, 2018) о том, что грязевой вулканизм на территории Азербайджана связан с майкопским осадочным палеобассейном площадью 57 000 км^2, заполненным в результате деятельности речных артерий (рис.2), привносивших в нее глинистый материал с трех направлений – с северо-запада (Палеокура и Палеопирсагат), севера (Палеоволга) и северо-востока (Палеоамур). Расчеты показывают, что в результате деятельности этих палеорек и опускания дна бассейна на этой территории создавались условия для накопления со скоростью ~110 м/млн. лет огромного объема (6.84x10^4 км^3) глинистого материала. Богатая органическим материалом (Али-Заде и др., 1975) средняя толщина майкопских глинистых отложений достигает здесь более 1.2 км.

В олигоцен – нижнем миоцене (майкопе) происходила активизация тектонических процессов – воздымание на Большом и Малом Кавказе и погружение Прикавказской впадины (Салаев,1981). В этот период в майкопском бассейне наблюдались частые колебания уровня моря, что привело к флуктуациям положения береговой линии и накоплению в окраинных частях континентальных и переходно-морских осадков (Мильков, Гвоздецкий, 1976).

По данным 2D/3D сейсморазведки мощность майкопских отложений колеблется от 20 м в краевых до 2300 м в центральных, иными словами, в наиболее погруженных частях Южно-Каспийской впадины. Толщина майкопских отложений в Шамахы-Гобустанском прогибе, на площади Гарадаг достигает 1400 м. Южнее Абшерон-Прибалаханской зоны поднятий мощности майкопских отложений резко увеличиваются и составляют 1900 м.

В Прикаспийско-Губинском НГР максимальная толщина майкопских отложений установлена бурением и достигает 1200 м (пл. Талаби и др.). В Средне-Каспийском районе по данным глубокого бурения толщина майкопских отложений доходит до 30 м в районе структуры Ялама-дениз. В юго–юго-восточном направлении от этой площади толщина майкопских отложений постепенно увеличивается и составляет около 2300 м в районе Северо-Абшеронской синклинали. Здесь по данным 2D сейсморазведки общая толщина палеоген-миоценовых отложений доходит до 3300 м. В этом интервале геологического разреза толщины отложений распределяются в следующей последовательности: палеоген – 700 м, майкоп – 2300 м, миоцен – 300 м.

Результаты интерпретации геофизических данных показывают, что в процессе эволюции бассейна независимо от тектонических процессов (опускание, подъем, наклонение, инверсия и т.д.), обуславливающих трансгрессию и регрессию морской береговой линии, в олигоцен-четвертичный период развития ЮКВ речные системы занимали одни и те же площади над майкопским бассейном осадконакопления. В результате здесь формировалась геологическая система, состоящая из чередующихся слоев с низкой и высокой плотностями. Как известно, такие геологические системы отличаются высоким качеством фильтрационно-ёмкостных свойств.

В целом, интенсивное погружение ЮКВ началось с олигоцена с накоплением песчано-глинистых осадков мощностью свыше 10 км. В плиоцене процесс прогибания бассейна резко ускорился и в результате за 5 млн. лет в Южно-Каспийской впадине и раскрывающихся в ней Нижне-Куринской и Гобустано-Абшеронской депрессиях майкопские отложения были погребены под многослойной системой чередующихся песчано-глинистых пластов общей мощностью более 8.0 км.

Механизм образования грязевого вулканизма

В условиях, когда легкая (менее плотная) жидкость находится ниже более тяжелой (более плотной) создается гравитационно-неустойчивая среда, в которой происходит внедрение более легкой жидкости в более плотную среду. Иначе говоря, скопленные в недрах земли глинистые породы при всестороннем сжатии под тяжестью верхнего комплекса пород ведут себя как пластичные тела (Лидер, 1986; Юсубов, Гулиев, 2018; Гулиев и др., 2020) и приобретают куполовидную форму. При более длительном непрерывном давлении глинистая масса (находящаяся в ядре), обладающая свойствами неньютоновской жидкости, течет как смола и усиливает процесс изгибания слоев над диапиром. Вследствие этого процесса в вышележащих пластах над диапиром образуются трещины растяжения, по которым жидкость проникает в верхнее полупространство. В результате этого геодинамического явления, называемого неустойчивостью Рэлея–Тейлора, в толще отложений, лежащих прямо над сводом интрузии, образуются трещины и разрывные нарушения. Внедрению интрузии в верхнее полупространство способствует и тот фактор, что жидкость не может проникать в нижнее полупространство из-за постепенно уменьшающегося в верхнем направлении общего давления. Глиняная масса, выжимаемая в направ-

лении дневной поверхности, создает эруптивный канал грязевого вулкана (Юсубов, Гулиев, 2018; Гулиев и др., 2020).

Результаты сейсморазведки также показывают, что процесс формирования эруптивных каналов в ЮКВ возник в начале миоцена и продолжается в настоящее время. Надо отметить, что в областях распространения грязевых вулканов мощность отложений неоген-антропогеновой части осадочного комплекса неоднократно превышает мощность отложений майкопской серии. По мере увеличения мощности осадочного чехла грязевые вулканы периодически активизировались, и происходил рост их эруптивных каналов.

На модели, показанной на рис.3а, последовательность формирования эруптивного канала и кратера грязевого вулкана изображена сегментами круга. Исследования показывают, что со времени формирования очага эруптивного канала процесс выжимания грязевой массы, а также газоводонефтяной массы, обладающей свойством неньютоновской жидкости, продолжается и по сей день, и этот процесс способствует увеличению осадконакопления в бассейне. Сопоставляя рис.3а и рис.3б, можно сделать вывод, что процесс извержения грязевого вулкана имел место во всех стратиграфических интервалах развития бассейна. Этот вывод относится ко всем грязевым вулканам, зарегистрированным в исследуемом регионе.

Вертикальное сечение эруптивного канала грязевого вулкана Нахчыван при сопоставлении с теоретической моделью формирования эруптивного канала грязевого вулкана, расположенного в ЮКВ, по данным трехмерной сейсморазведки охватывает стратиграфический интервал от юры до антропогена. Купол грязевого вулкана размыт подводными течениями, что свидетельствует о завершении процесса извержения (или сокращении объема выносимой на дневную поверхность грязевой брекчии) вулкана. Видно, что корни грязевого вулкана находятся на уровне эрозионной поверхности мезозойских отложений. Следует отметить, что зона, где нарушается непрерывность при корреляции синфазных осей волн, отраженных от поверхности пластов мезозойского возраста, (в данном случае, от эрозионной поверхности мезозойских отложений), связана с искажающим влиянием эруптивного канала грязевого вулкана на кинематические и динамические параметры сейсмического волнового поля.

Самые разные формы развития этого процесса (продолжающиеся и по настоящее время) запечатлены на временных разрезах, построенных по данным 2D и 3D сейсморазведки, выполненной в пределах Южно-Каспийской впадины.

Формирование месторождений

Процессы генерации нефти и газа из материнских пород обусловлены седиментационным и постседиментационным (в основном гравитационным) уплотнением отложений, сопровождающимся ростом пластового давления и температуры при сохранении восстановительных условий среды, а также и увеличением внутренней потенциальной энергии нефтегазоматеринских пород (Лидер, 1986). Образование жидких углеводородов начинается при 65^0C и заканчивается в интервале температур 135-150^0C. Это так называемое «жидкое окно» отвечает средним глубинам 3.0 км на площадях с нормальным геотермическим градиентом. Образование природного газа происходит при более высоких температурах – в интервале 120-200^0C.

Процесс миграции флюидов из материнских глин (в ЮКВ майкопские отложения) в направлении снижения гидравлических напоров начинается при погружении осадков на глубину более 1.0 км, давлении 150-200 кг/см^2 и пластовой температуре выше 50°C (Тиссо, Вельте, 1981). При этом начальная фаза перемещения углеводородов происходит в основном под действием дифференциальных сил напряжения, возникающих при уплотнении осадков внутри пласта их образования, т.е. в процессе первичной миграции.

Образование залежи может происходить в результате перемещения микронефти в материнских породах, а затем микронефти-нефти, собравшейся в глобулы нефтяной эмульсии, и "шнурка" нефти в коллекторах до тех пор, пока они не попадут в ловушку. Последние могут образоваться и в материнской толще за счет приобретения породами коллекторских свойств на каком-то определенном участке. Такие залежи обнаружены в Азербайджане на месторождениях Газанбулаг в Среднекуринской впадине и Сиазаньской моноклинали в Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе.

Месторождения формируются при наличии каналов миграции, соединяющих очаг нефтегазообразования с вышерасположенной геологической средой, где должны быть коллекторы и флюидоупоры. Как показано в работе (Юсубов, Гулиев, 2018), большинство обнаруженных месторождений в районе, охваченном настоящими исследованиями, приурочено к коллекторам, созданным палеоречными артериями.

В одной из последних работ (Продуктивная толща…., 2018) указано: «...Изотопно-геохимическая корреляция нефтей ПТ и керогена из раз-

личных интервалов палеогена-миоцена показывает, что они являются смесью нефтей, поступающих из доплиоценовых отложений…». При этом авторы приходят к мнению, что $C_{орг}$ отложений майкопа и диатомовой свиты доминируют в формировании нефтей резервуаров ПТ. В работе (Продуктивная толща…., 2018) приводятся также результаты исследования вопроса миграции и механизма заполнения ловушек ПТ, где основную роль играет фильтрационная форма массопереноса (субвертикальная миграция по глубинным разломам, тектоническим нарушениям, каналам грязевых вулканов). Представляется, что толщина и, следовательно, общий объем диатомовой части разреза не позволяют говорить о каких-то высоких потенциалах их участия в заполнении резервуаров, обнаруженных в ПТ. В районах развития обнаруженных месторождений толщина диатомовой свиты не превышает 400 м.

Предположения о миграции углеводородов по субвертикальным глубинным разломам и тектоническим нарушениям не находят подтверждения по результатам интерпретации данных сейсморазведки (Юсубов, 2017, 2020). Дело в том, что в пределах Южно-Каспийского бассейна большинство разломов, образованных в результате Альпийской складчатости, не находят своего отображения на кайнозойском этаже геологических разрезов; зоны нарушения сплошности пластов на кайнозойском интервале рассредоточены в основном вблизи эруптивных каналов грязевых вулканов, точнее после середины сабунчинской свиты ПТ.

Обсуждение результатов

Независимо от точки зрения на происхождение нефти геологи-нефтяники отмечают прямое участие дизьюнктивных движений в формировании зон нефтегазонакопления и месторождений. Этот вопрос наиболее полно освещен в монографиях (Кудрявцев, 1963), (Тиссо, Вельте, 1981) и др. Заметный вклад в исследование этого направления внесли научно-практическая (1994) и Международная (1999) конференции «Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность» (Блоковое строение….,1994, 1999). В работе (Керимов и др., 2012) подчеркивается необходимость изучения тектонических разломов в ЮКВ и их значимость при оценке нефтегазоносности недр в целом и месторождений в частности. В работах (Тиссо, Вельте, 1981; Продуктивная толща…., 2018) размещены также результаты исследования вопроса миграции и механизм заполнения ловушек ПТ, где основная роль принадлежит фильтрационной форме массопереноса (субвертикальной миграции по глубинным разломам, тектоническим нарушениям, каналам грязевых вулканов).

Однако, как показали результаты выполненной за последние 10 лет интерпретации данных сейсморазведки, в ЮКВ нет разломов (Юсубов, 2020), соединяющих материнские породы с пластами продуктивной толщи (ПТ), где обнаружены основные нефтегазовые месторождения. В исследуемом регионе единственным звеном, соединяющим материнскую толщу с резервуарами ПТ, являются эруптивные каналы ГВ.

После формирования нефти и газа в материнской породе некоторая часть их выдавливается из непроницаемого сланца. Углеводороды перемещаются в водной среде под действием дифференциальных сил напряжения, возникающих при уплотнении осадков. Направление движения углеводородов определяется в основном направлением движения потока вдоль локальных или региональных градиентов давления: возможна их миграция вверх, вниз и в стороны в зависимости от конкретных условий. Процесс будет продолжаться до тех пор, пока не прекратится действие движущих сил. Некоторыми исследователями установлена миграция углеводородов на сотни километров и более (Тиссо, Вельте, 1981; Хайн, 2010). Этому способствуют низкая вязкость горячей сырой нефти и наличие газов в растворе.

Залежи образуются в результате перемещения микронефти в материнских породах, а затем микронефти-нефти, собравшейся в глобулы нефтяной эмульсии, в коллекторах до тех пор, пока они не попадут в ловушку. Последние может образоваться и в материнской толще за счет приобретения породами коллекторских свойств на каком-то определенном участке. Однако, как видно на рис. 2, обнаруженные месторождения в районе, охваченном настоящими исследованиями, приурочены к коллекторам, созданным палеоречными артериями околосводовых площадей грязевых вулканов.

Как показывают результаты геологической интерпретации данных сейсморазведки, в создании залежей и эруптивных каналов грязевых вулканов участвует глинистый материал, выжимаемый из площади радиусом 10 км и более, что создает благоприятные условия для горизонтальной (в начале) и вертикальной миграции углеводородов (рис.5). При таких механизмах миграции углеводород может мигрировать также к краям осадочного бассейна и образовывать серию залежей. При этом радиус горизонтальной миграции углеводородов может достигать сотен километров (Хайн, 2010).

Из сказанного вытекает, что грязевой вулканизм в ЮКВ является основным механизмом, создающим процесс миграции углеводородов в трехмерной геологической среде. При этом каналами миграции служат эруптивные каналы грязевых вулканов и трещины растяжения, созданные процессом формирования диапировых структур. На рис. 5 стрелками отмечены направления миграции углеводородов из нефтематеринской толщи в коллекторы. На данной площади ЮКВ нефтематеринской толщей являются майкопские глинистые отложения, а коллекторами – песчаные пласты: низы продуктивной толщи (галинский, подгырмакинский, гырмакинский, надгырмакинский песчаные пласты), свита перерыва (здесь выделяются три песчаных горизонта) и низы-? балаханской свиты (X, IX и VIII горизонты). На некоторых участках этой территории в глинистой надгырмакинской свите обнаружены насыщенные нефтью и газом линзовидные обьекты.

Из модели, составленной на основе реальных данных сейсморазведки, методом общей глубинной точки определено, что на этой территории нет разломов, соединяющих нефтематеринскую толщу с пластами коллекторов, по всей видимости, эту функцию выполняют эррупитивные каналы грязевых вулканов.

Выводы

1. Грязевой вулканизм является основным механизмом процесса миграции углеводородов в трехмерной геологической среде ЮКВ. При этом путями миграции служат эруптивные каналы грязевых вулканов и трещины растяжения, созданные процессом формирования диапировых структур.

2. Основными процессами формирования грязевого вулканизма являются фазовые переходы в осадочных толщах, приводящие к неустойчивости Рэлея–Тейлора.

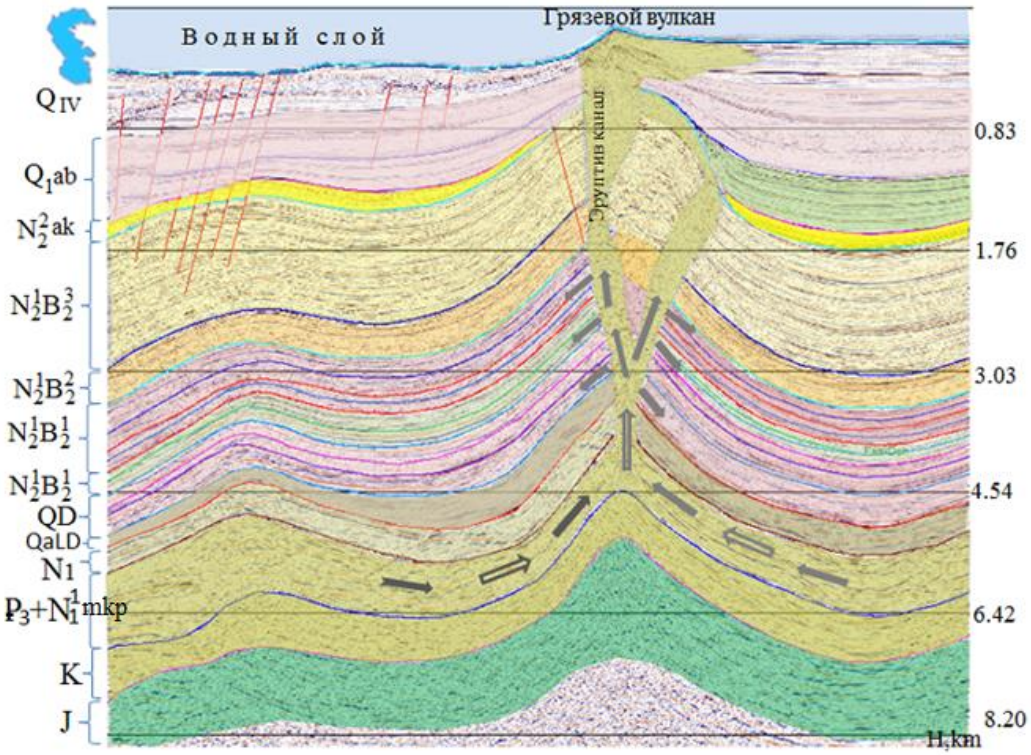


Рис. 5. Модель углеводородной и грязевовулканической систем: J – отложения юрского периода, K – отложения мелового периода, $P_3+N_1^1mkp$ – отложения (нефтематеринские) майкопского этажа, N_1 – отложения (нефтематеринские) понтического этажа, QaLD – песчано-глинистые отложения галинской свиты ПТ, QD – отложения гырмакинской свиты (подгырмакинская песчанистая с глинистыми прослойками, надгырмакинская песчанистая и надгырмакинская глинистая пачки), $N_2^1B_2^1f$ – отложения «свиты перерыва» балаханского яруса ПТ (здесь делится на три условные песчанистые пачки с глинистыми прослойками), $N_2^1B_2^1b$ – X, IX и VIII разделенные глинистыми прослойками песчаные горизонты балаханской свиты, $N_2^1B_2^2$ –глинистая сабунчинская свита ПТ, $N_2^1B_2^3$ –глинистая сураханская свита ПТ, N_2^2ak –акчагыльский глинистый горизонт плиоценовой эпохи, Q_1ab – абшеронский этаж плейстоценовой эпохи, Q_{IV} – постабшеронские отложения плейстоценовой эпохи.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда развития науки при Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики в рамках гранта № 02LR AMEA "Разработка методических приемов выделения неантиклинальных ловушек углеводородов по данным сейсморазведки и гравиметрии Южно-Каспийской впадине".

ЛИТЕРАТУРА

Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев Г.-М.А., Павлова В.А., Хацкевич Н.И. Оценка нефтепроизводящих свойств мезокайнозойских отложений Азербайджана. Элм. Баку, 1975, 140 с.

Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность. Тез. докл. практ. конф. 17-19 января 1994 г. ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 1994, 139. с.

Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность. Тез. докл. Международ. конф. 11-14 мая 1999 г. ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 1999, 98 с.

Гулиев И.С., Кадиров Ф.А. Об одном механизме внутрипластовой миграции углеводородов. Доклады АН России, Т. 373, No. 4, 2000, с. 506-509.

Гулиев И.С., Юсубов Н.П., Гусейнова Ш.М. О механизме образования грязевых вулканов в Южно-Каспийской впадине по данным 2D/3D сейсморазведки. Физика Земли, No. 5, 2020, с. 131-138.

Диапировые складки в геологических телах. 2017, http://geologam.ru ›geology ›framework›diap...

Мильков Ф.Н., Гвоздецкий Н.А.. Физическая география СССР. Мысль. Москва, 1976, 448 с.

Керимов М.А., Новрузов А.К., Данешвар С.Н. Глубинные разломы и некоторые особенности размещения нефтегазовых месторождений в Южно-Каспийской мегавпадине. Вестник Бакинского университета, No. 3, 2012, с. 69-78.

Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Гостоптехиздат. Ленинград, 1963, 220 с.

Лидер М.Р. Седиментология. Мир. Москва, 1986, 439 с.

Продуктивная толща Азербайджана (под ред.: Ализаде Ак.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З., Алиева Э.Г., Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А.). Т. II. Недра. Москва, 2018, 236 с.

Салаев С.Г. Олигоцен-миоценовые отложения юго-восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Изд.АН Азерб. ССР. Баку, 1981, 255 с.

Тиссо Б., Вельте. Д. Образование и распространение нефти. Мир. Москва, 1981, 501 с.

Хайн Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти (пер. с англ.). ЗАО "Олимп-Бизнес". Москва, 2010, 752 с.

Юсубов Н.П. К вопросу о разломной тектонике депрессионных зон Азербайджана по данным сейсморазведки. SOCAR Proceedings, No. 3, 2020, с. 011-017.

Юсубов Н.П., Гулиев И.С. Роль грязевого вулканизма в образовании нефтяных и газовых месторождений. Азербайджанское нефт. хоз-во, No. 9, 2018, с. 13-24.

Юсубов Н.П. К вопросу о существовании Западно-Каспийского разлома. Азербайджанское нефт. хоз-во. No. 4, 2017, с. 12-17.

REFERENCES

Ali-Zade A.A., Akhmadov G.A., Aliyev G-M.A., Pavlova V.A., Khatskevich N.I. Assesment of oil producting features of the Meso-Cenozoic deposits of Azerbaijan. Elm. Baku, 1975, 140 p. (in Russian).

Block structure of the Earth's crust and oil and gas content. Abstracts of the Scientific and practical Conference. Saint-Petersburg, VNIGRI, January 17-19, 1994, 139 p. (in Russian).

Block structure of Earth Crust and oil and gas content. Abstracts of the İnternational conference. Saint-Petersburg, VNIGRI, May 11-14, 1999, 98 p. (in Russian).

Guliyev I.S., Kadirov F.A. On one mechanism of hydrocarbons in-situ migration. Reports of the Russian AS, Vol. 373, No.4, 2000, pp. 506-509 (in Russian).

Guliyev I.S., Yusubov N.P., Huseinova Sh. M. On the formation mechanism of mud volcanoes in the South Caspian depression according to 2D/3D seismic data. Earth Physics, No. 5, 2020, pp. 131-138 (in Russian).

Diapir folds in geological bodies. 2017, http://geologam.ru ›geology ›framework›diap... (in Russian).

Milkov F.N., Gvozdetsky N.A. Physical geography of the USSR. Mysl. Moscow, 1976, 448 p. (in Russian).

Kerimov M.A., Novruzov A.K., Daneshvar S.N. Deep faults and some peculiarities of oil and gas fields location in the South Caspian megadepression. Baku University News, No. 3, 2012, pp. 69-78 (in Russian).

Kudryavtsev N.A. Deep faults and oil fields. Gostoptekhizdat. Leningrad, 1963, 220 p. (in Russian).

Lider M.R. Sedimentology. Mir. Moscow, 1986, 439 p. (in Russian).

Productive series of Azerbaijan. (ed. Alizadeh Ak.A., Guliyev I.S., Mamedov P.Z., Alieva E.G., Feyzullayev A.A., Huseynov D.A.). Vol. II, Nedra. Moscow, 2018, 236 p. (in Russian).

Salayev S.G. Oligocene-Miocene deposits of the south-eastern Caucasus and their oil and gas content. Publishing House of Academy of Sciences of Azerbaijan SSR. Baku, 1981, 255 p. (in Russian).

Tissot B., Welte. D. Oil formation and distribution. Mir. Moscow, 1981, 501 p. (in Russian).

Hein N.J. Geology, exploration, drilling and oil production. CJSC "Olymp-Business". Moscow, 2010, 752 p. (in Russian).

Yusubov N.P. To the question of the breaking depressional tectonics of Azerbaijan's zone according to seismic exploration data. SOCAR Proceedings, No. 3, 2020, pp. 011-017. (in Russian).

Yusubov N.P., Guliev I.S. The role of mud volcanism in the formation of oil and gas fields. Azerbaijan Oil Industry, No. 9, 2018, p. 13-24 (in Russian).

Yusubov N.P. To the issue of presence of West Caspian. Azerbaijan Oil Industry, No. 4, 2017, c. 12-17 (in Russian).

СВЯЗЬ ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА С НЕФТЕГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ В ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

Юсубов Н.П.
Институт нефти и газа НАНА
AZ1000, Азербайджан, г. Баку, ул. Ф.Амирова, 9

Резюме. Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) является крупнейшей в мире областью развития грязевого вулканизма. В олигоцене – нижнем миоцене, в основном в майкопское время, здесь накапливалась мощная глинистая толща. В миоцен-четвертичном периоде, над этим пластом, составленным из жидкой грязевой массы, в результате деятельности речных систем формировалась геологическая система, состоящая из чередующихся слоев с низкой и высокой плотностями. Эти про-

цессы создавали в ЮКВ и раскрывающихся в ней – Абшероно-Гобустанском периклинальном и Нижнекуринском прогибах благоприятные условия для погребения богатых органическими веществами майкопских отложений на глубину более 3.5 км. Следовательно, здесь были созданы термодинамические условия для преобразования органических веществ в углеводороды. Обладающие свойствами неньютоновской жидкости майкопские глинистые образования, погребенные под многослойной геологической системой в результате гравитационной неустойчивости системы (явления Рэлея-Тейлора) сформировали интрузии в вышележащей среде, а также эруптивные каналы грязевых вулканов. Эти вертикальные (субвертикальные) постройки сыграли роль каналов, обеспечивающих миграцию образованной внутри майкопской толщи углеводородной и грязевой смеси в верхние этажи многослойной геологической среды, в теле которой в результате деятельности речных систем образовались резервуары с высококачественными фильтрационно-емкостными свойствами. Процессы формирования и развития эруптивных каналов грязевых вулканов и миграции углеводородных флюидов начинались с конца олигоцена (в начале миоцена) и продолжаются по настоящее время. Результаты выполненной работы на основе данных сейсморазведки подтверждают, что в рассматриваемой области единственным связующим звеном материнской толщи с резервуарами, размещенными на верхних этажах слоистой геологической среды, являются эруптивные каналы грязевых вулканов.

Ключевые слова: *грязевой вулканизм, неньютоновская жидкость, речные системы, нефтегазовые месторождения, глиняные диапиры, седименнтационная нагрузка, резервуар*

PALÇIQ VULKANİZMİNİN CƏNUBİ XƏZƏR ÇÖKƏKLİYİNDƏKİ NEFT-QAZ YATAQLARI İLƏ ƏLAQƏSİ

Yusubov N.P.
AMEA Neft və Qaz İnstitutu
AZ1000, Azərbaycan, Bakı şəhəri, F.Əmirov küçəsi, 9

Xülasə. Cənubi Xəzər çökəkliyi (CXÇ) dünyada palçıq vulkanizminin inkişaf etdiyi iri miqyaslı hövzələrdən biridir. Oliqosen-alt Miosendə, əsasən Maykop dövründə, burada böyük qalınlıqla təmsil olunan gillərdən ibarət çöküntülər toplanmışdır. Miosen-dördüncü dövr ərzində maye-gil qarışığından ibarət bu kütlə üzərində, çay sistemlərinin fəaliyyəti nəticəsində, aşağı və yüksəksıxlıqlı süxurlardan ibarət, növbələşən lay sistemi yaranmışdır. Bu proseslərin nəticəsində CXÇ-də və ona bitişik Abşeron-Qobustan və Aşağı Kür çökəkliklərində üzvi maddələrlə zəngin Maykop çöküntülərinin 3.5 km-dən dərinə gömülməsi üçün əlverişli şərait yaranmışdır. Nəticədə burada üzvi maddələrin karbohidrogenlərə generasiyasını şərtləndirən və təmin edən termobarik şərait yaranmışdır. Qravitasiya qeyri-dayanıqlılığı (Reley-Teylor əlaməti) ilə səciyyələnən bu qeoloji sistemdə coxlaylı geoloji kəsilişin altına gömülmüş qeyri-nyüton maye xüsusiyyətinə malik Maykop çöküntülərinin yuxarı təbəqələrə döğru intruziyası üçün əlverişli mühit yaranmış və palçıq vulkanlarının eruptiv kanalları əmələ gəlmişdir. Bu şaquli (subşaquli) obyektlər Maykopdaxili mühitdə əmələ gəlmiş karbohidrogenlərin üst qatda yerləşən laylar daxilindəki yüksək keyfiyyətli süzüm-tutum xassəli rezervuarlara miqrasiyasını təmin etmişdir. Eruptiv kanalların yaranma və inkişaf etmə, eyni zamanda Maykopdaxili mühitdə yaranmış karbohidrogenlərin miqrasiyası prosesləri Oliqosenin sonu və Miosenin əvvəlindən etibarən başlanmışdır və müasir dövrdə də davam etməkdədir. Yerinə yetirilmiş işlərin nəticələri əsasında aparılan tədqiqat sahəsində ana süxurları onların üzərində yerləşən laylı mühitlə əlaqələndirən yeganə birləşdirici cisimlərin palçıq vulkanlarının eruptiv kanallarının olduğu təsdiqlənmişdir.

Açar sözlər: *palçıq vulkanizmi, qeyri-nyüton maye, çay sistemləri, neft-qaz yatağı, palçıq diapirləri, sedimentasiya yükü, rezervuar*

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE COMPOSITION AND PROPERTIES OF OILS ON THEIR QUALITY BASED ON FUZZY CLUSTERING

Efendiyev G.M.[1], Karazhanova M.K.[2], Zhetekova L.B.[2], Abbasova S.V.[3]

[1]Institute of Oil and Gas of Azerbaijan National Academy of Sciences
F. Amirov 9, Baku, Azerbaijan, AZ1000: galib_2000@yahoo.com
[2]Caspian State University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenov
32 microdistrict, Mangistau region, Aktau, The Republic of Kazakhstan, 130003:
mikado_70@inbox.ru, zhetekova81@mail.ru
[3]Azerbaijan State Oil and Industry University
20, Azadlyg prosp., Baku, Azerbaijan, AZ 1010: abbasovasamira@mail.ru

Keywords: *oil, tight oil reserves, membership function, density, viscosity, composition*

Summary. The submitted paper studies published data and summarizes contemporary views concerning classification of tight oil reserves and evaluation of their quality. In recent years there has been an increase in the production of tight oil reserves, which are difficult to extract because of their anomalous properties, as well as because of difficult geological conditions, which makes it important and necessary to study the qualitative properties of tight oil. The paper offers results of the analysis and systematization of indicators of the properties of oil samples collected at various Kazakhstani fields and their classification prepared using fuzzy cluster analysis algorithm. Three groups of signs were considered as classification attributes of various types of tight oil reserves:
1) signs characterizing the composition, this is the content of sulfur, chlorides; 2) properties, this group includes oil density and viscosity, 3) mode of occurrence, i.e. in-situ permeability. Preliminary analysis was completed to determine current status of the issue of tight oil reserves classification and quality evaluation. A review of classification results of tight oil reserves demonstrated the need to break down the entire data set (assemblage) into uniform groups using a series of classification attributes, for which fuzzy cluster analysis is the most appropriate solution. A parameter characterizing oil quality was offered, too. Three clusters have been obtained, each of which characterizes the difficulty of extraction, linguistic rules of conformity of a lot of oil characteristics and total quality factor have been formulated.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

1. Introduction

In recent years production of tight oil reserves has been observed to be growing, which causes a host of process technology and economical challenges in various stages of crude oil production, shipping and processing. While putting on stream tight oil reserves characterized by high density and viscosity, high content of sulfur, paraffins, tars and heavy metals degrades chemical properties of petroleum feedstock and associated process technology indicators, it also amplifies environmental impact thus increasing environmental costs incurred by such territories, which ultimately affects technical and economic performance of development projects. Recent years an expansion in the processing of these types of crude have seen that are hard to produce due to their anomalous properties as well as due to complex geological settings, which makes it important and essential to study qualitative properties of tight oil. Some specific features of physical and chemical properties of tight oils and their modes of occurrence were reviewed in papers (Максутов и др., 2005; Ященко и Полищук, 2016). However qualitative parameters of such crudes and in particular of the oils found in Kazakhstan have not been studied in sufficient detail thus making it more difficult to solve challenges in oil production and shipping as well as process issues in petrochemistry and petroleum refining in the context of increasing production of tight oil over the recent years. The above mentioned problems are particularly relevant for Ka-

zakhstan. Hence, this paper presents the results of the analysis of properties and composition of various types of tight oil collected at Kazakhstani fields using a classification on the basis of attributes that define their quality. A review of classification results of tight oil reserves was performed, and it demonstrated the need to break down the entire data set (assemblage) into uniform groups using a series of classification attributes, for the purpose whereof cluster analysis is the most appropriate solution (Akhmetov et al., 2018). In this connection and in order to provide substantiation to the selected method, this paper reviews the essence of cluster analysis, the results of its application, the evaluation of the level of oil production complexity and the effect of this complexity on the performance indicator.

2. A brief review of the study and classification of tight oils

It follows from the review of various research papers that oil properties have been studied in various aspects. This is connected to the fact that oil is a fairly complex natural object. Thus, for example, various papers study the genesis of oil and formation of oil deposits, the issues of oil field prospecting and exploration, studying chemical composition of crudes, modes of their occurrence and designing methods of refining.

Solving all of these and related matters is feasible if a practical and integral classification is available that enables a sufficiently full and clear characterization of crude oil from both science and practice points of view. This will help select a valid method of reservoir stimulation. Along with this, creating a classification of this kind is a fairly difficult task that according to many researchers has not received a satisfactory solution (Максутов и др., 2005; Ященко и Полищук, 2016; Akhmetov et al., 2018; Лисовский и Халимов, 2009).

Many papers have been dedicated to oil classification attempts. Experts believe that the classifications reviewed are rather notional because oil properties are related to its composition and to geological features of deposits (Классификация нефтей, https://studfiles.net/preview/1772355/page:2/). “Unusual oil” (as Santos et al. call it (2014)) is primarily heavy and extra-heavy crude oils and bitumens, which account for a significant potion of total global oil reserves. These resources that generally feature high-viscosity crudes require additional efforts during production and when shipping to various destinations. A review provided in (Santos et al., 2014) describes the principal properties of high-viscosity crude oil and compares traditional and latest methods for its production and shipping. The main parameters of viscous crudes are discussed so as to identify their properties that affect ability of such oil to flow when it is produced from reservoir and shipping by pipeline. Chemical composition is one of the main properties and it has a significant effect on other parameters including density and viscosity. Presented further in the review are enhanced oil recovery (EOR) methods followed by a discussion of shipping methods and pipeline construction methods.

Paul J.Nardone (2009) compared the distribution of heavy oil and bitumen with the distribution of organic folding and tectonic disturbances of the mesozoic and neozoic sediments.

Ященко и Полищук (2016) reviewed and summarized published data and offered a typification of tight oils and their classification on the basis of the criterion that they proposed and named quality index. They point out that expansion of tight oil exploration and development activities occurring in recent years dictates the need for a study of qualitative properties of such crudes. Publication (Максутов и др., 2005) analyzed the physical and chemical properties of tight oils and their occurrence conditions. One of the reasons why studies in this domain have not been sufficient is the broad variety of existing crudes in terms of their composition and properties, and this in turn makes it more difficult to solve challenges in oil production and in transportation of hydrocarbon feedstock, as well as process issues in petrochemistry and oil refining. This explains the interest of researchers in this problem. Thus, relevant studies were completed in (Ященко и Полищук, 2016) in order to develop a classification of crude oils in terms of their quality and for the purpose of applying this classification when analyzing qualitative parameters of various types of tight oil reserves.

Authors of this paper indicate that on the basis of the definition of tight oil reserves proposed in (Лисовский и Халимов, 2009) they defined the key identification principles and criteria used to rate reserves as tight oil. After analyzing and summarizing these proposals and proposals offered in various publications by other experts, authors of (Ященко и Полищук, 2016) presented for consideration a list of the main types of tight oil and listed their properties and mode of occurrence, which are used to identify crudes as tight oil reserves. These parameters include a series of attributes such as depth of occurrence, water cut, oil properties, in-situ permeability, etc.

It is worth noting that various publications offer different definitions of tight oil reserves, hence the challenges of classifying these.

Thus for example, in most cases such as those indicated in (Ященко и Полищук, 2016; Лисовский и Халимов, 2009; Шпуров и др., 2014) "...tight oil reserves include oil reserves composed of low-mobility oil (including high-viscosity or high-density crude with high content of solid paraffins), oils featuring high or low gas-oil ratio (over 500 m^3/t or under 200 m^3/t respectively) or oils that contain aggressive components (hydrogen sulfide, carbon dioxide) in dissolved gas and/or in free gas in such amounts that require using specialized equipment in well drilling operations and in production of crude oil". Crudes included in this group are called oils with anomalous physical and chemical properties (Ященко и Полищук, 2016). Publication (Ященко и Полищук, 2016) also puts in this group the crudes characterized by high content of metals (primarily vanadium and nickel), which are classified as heavy metals as they increase environmental risks.

According to available publications, the second group of tight oil reserves are the crudes that occur in complex settings (found in formations and deposits with complex geology, in oil-water and gas-oil zones, in low-permeability and low-porosity reservoirs, with abnormally high or abnormally low reservoir temperature, etc.) as well as oil reserves occurring in permafrost areas and offshore (Шпуров и др., 2014). Having summarized the criteria used to classify oil reserves as tight oil, publication (Ященко и Полищук, 2016) provides a table that lists the main types of tight oil and that was put together on the basis of the studies presented in a large number of scientific publications (Ященко и Полищук, 2016; Лисовский и Халимов, 2009; Шпуров и др., 2014). According to (Антониади и Савенок, 2013), oil reserves are classified as tight oil on the basis of quality criteria: heavy oil (density over 0.92 g/cm^3); high-viscosity oil (over 30 mPa·s at standard conditions) and mode of occurrence: very low reservoir permeability (below 0.05 μm^2).

It was proposed in (Ященко и Полищук, 2016) to use integral indicator for evaluation of quality parameters of crudes in oil fields and oil basins. This approach was used by the authors of (Крицкая и Чиж, 2013; Клубков, 2015) when evaluating and analyzing trends in spatial changes of oil quality indicators in oil-bearing territories of various regions, countries and continents. The oil quality index introduced in (Елисеева и Лукьянов, 2014) is determined as the inverse value of the above mentioned indicator and it turned out to be sufficiently convenient for the analysis of specific quality features of various types of tight oil reserves (Ященко и Полищук, 2016). Here, larger values of oil quality index correspond to higher quality of oil and vice versa, which is convenient when comparing various types of tight oil in terms of quality.

Publication (Раупов и др., 2014) lists the results of studies of optical properties of oil. This work analyzed results of laboratory tests of density, viscosity, optical density and light absorption indices of oil samples collected in various oil provinces of Russia. A brief description of photocolorimetric oil sample analysis method is provided, too.

The publication describes international and Russian classifications of oil indicating that common crudes feature increased viscosity and medium density. It classifies crudes by types using approximation behavior of density and light absorption coefficient RMS value and identifies 3 classes of oil with sufficiently high approximation reliability as follows: light oil (density $\rho < 870$ kg/m^3), medium (density $870 < \rho < 920$ kg/m^3), and heavy oil (density $\rho > 920$ kg/m^3). There are 3 classes of oil identified in the paper using viscosity approximation behavior, too: low-viscosity oil ($1 < \mu < 5$ mPa·s), elevated-viscosity oil ($5 < \mu < 30$ mPa·s), and high-viscosity oil ($\mu > 30$ mPa·s) (Раупов и др., 2014).

The authors proposed a solution for the enhancement of optical oil tests and for the monitoring of oil field development. Results of the completed studies help improve accuracy and reliability of production geology monitoring of oil field development and help to obtain reliable production geology data in real time using appropriate techniques (Раупов и др., 2014).

At the same time, one can say definitively that none of the physical or chemical crude classifications can be recognized as universal. Besides, classification has to take into account oil occurrence mode, too. All of the above mentioned considerations create uncertainty in classification criteria and dictate the need to take this factor into account when tackling classification tasks.

These questions are on the agenda of discussions and conversations at various events such as conferences, seminars, etc. For example, at the XI World Petroleum Congress held in Houston in 1987, a classification was proposed that divides hydrocarbons in oil and bitumen (for convenience referred to as "classification 1" (Раупов и др., 2014). It was proposed to classify as bitumens those hydrocarbons that have in-situ density exceeding 1000 kg/m^3 and dynamic viscosity over 10000 mPa·s. while crude oils were divided in four classes: light, medium, heavy, and extra-heavy oil (Раупов и др., 2014). Certain publications have been dedicated to the evaluation and analysis of patterns in the changes of qualitative indicators of

crude oil from various regions. For example, publication (Ященко и Полищук, 2016) makes references to similar works and discusses the possibility of applying an integral oil quality indicator. This indicator enables comparative evaluation of oil quality. A similar parameter is calculated by summarizing all properties of oil under consideration using the formula proposed in (Karazhanova et al., 2019). Apparently, there have been very many publications issued to date on various issues of tight oil reserves, and it is not possible to cover this great variety in one brief study.

The analysis of the structure of tight oil reserves and trends in oil growth rates that was performed in the reviewed publications indicates that tight oil fields are characterized by low and unstable well production rates, and operation of these wells requires designing and implementing modern and expensive technology solutions (Ященко и Полищук, 2016; Akhmetov et al., 2018; Антониади и Савенок, 2013; Karazhanova et al., 2019).

3. Cluster analysis and evaluation of tight oil quality using a series of attributes

Relevant publications give evidence of a large number of studies that have proposed over one hundred various clustering algorithms including hierarchical and non-hierarchical cluster analysis methods and fuzzy clustering (Akhmetov et al., 2018; Efendiyev et al., 2016; Efendiyev et al., 2018; Aliev and Guirimov, 2014; Turksen, 2013).

In recent years, these methods have been broadly applied in various spheres. Publications on clustering methods outline operating principles used in algorithms of “conventional cluster analysis methods” and their difference from unconventional i.e. fuzzy clustering methods. These works demonstrate the advantages of fuzzy clustering (Akhmetov et al., 2018).

With the aim of classifying tight oil reserves, publication (Akhmetov et al., 2018) performed clustering based on a fuzzy cluster analysis algorithm. For this purpose, data concerning oil viscosity, density and in-situ permeability were collected from a large number of petroleum fields in Kazakhstan. The following three indicators were selected for our cluster analysis: oil viscosity, oil density, and reservoir permeability. Completing a program of fuzzy cluster analysis produced four classes, and each of them characterizes the level of complexity of oil production (Akhmetov et al., 2018).

Bearing in mind that crude oil from various fields differs in composition too, this article adds the attributes that characterize oil composition in addition to the above mentioned indicators. This cluster analysis was performed using test results of Kazakhstani crudes. Thus, sulfur and chloride contents were added to the list of parameters.

The analysis in question was performed for the following five parameters: concentrations of sulfur and chlorides, density, viscosity and in-situ permeability. Using the fuzzy cluster analysis algorithm for the fields under review helps to identify three groups that are uniform in terms of composition, properties and mode of oil occurrence. Results of these calculations are provided in (Karazhanova et al., 2019). On the basis of these results the present paper offers results of the study of the membership function changes for each of the highlighted indicators together with the parameter that for the purpose of convenience was named “oil quality indicator”. Behavior graphs for the specified membership functions are displayed in Fig. (a to e). These diagrams help to estimate limit values of the attributes within each of the clusters produced. It follows from the data analysis that the data under review contain the attributes whose values vary in a broad range.

It was mentioned earlier that the data concerning oil properties, composition and modes of occurrence were divided in three uniform groups as the result of cluster analysis.

The Table specifies limit values of the attributes within each cluster. This analysis also helps to determine correlation of qualitative assessments of these attributes with the values of oil quality indicator by means of fuzzy rules, which can be defined using the results listed in the Table .

It was mentioned earlier that the data concerning oil properties, composition and modes of occurrence were divided in three uniform groups as the result of cluster analysis.

The Table specifies limit values of the attributes within each cluster. This analysis also helps to determine correlation of qualitative assessments of these attributes with the values of oil quality indicator by means of fuzzy rules, which can be defined using the results listed in the Table.

The above mentioned fuzzy rules based on the “if ... then ...” principle help to evaluate oil quality using a set of attributes that characterize its composition, properties and mode of occurrence.

Using this indicator is quite convenient in the analysis of qualitative properties of various types of tight oil reserves. Here, larger values of oil quality index correspond to higher quality of oil and vice versa, which is logical and convenient when comparing quality of various types of tight oil that represent different fields.

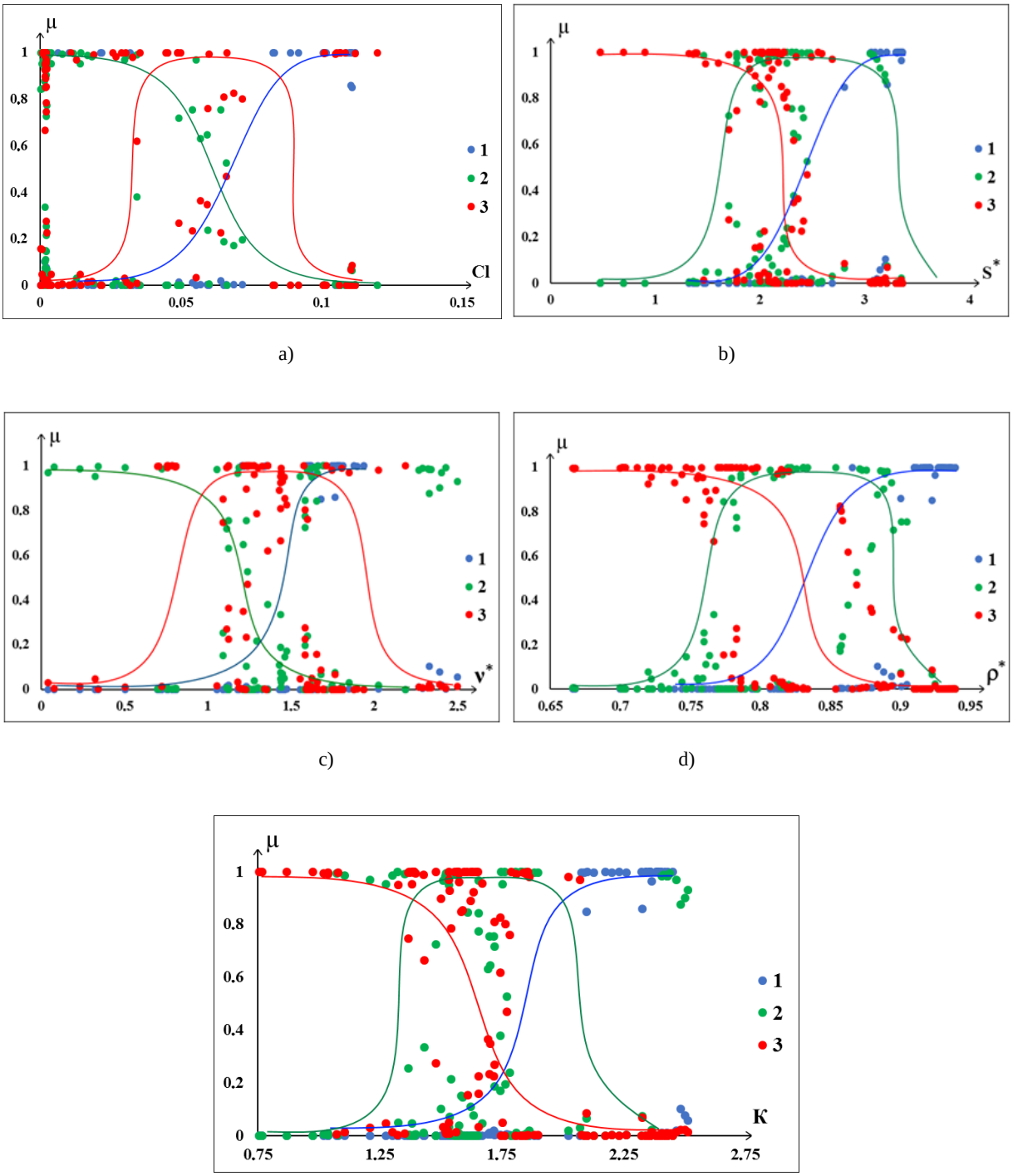


Fig. Membership functions for different clusters of: a) chlorides concentration, b) converted sulfur concentration in oil, c) converted viscosity, d) oil to water density ratio, e) corresponding values of oil quality index

Table

Limit values of classification attributes by clusters

Attributes		Chlorides concentration			S* = Converted sulfur concentration log (S x 1000)			ν* = Converted viscosity log (ν x 10)		
Clusters	IF	Quant.	Qualit.	AND	Quant.	Qualit.	AND	Quant.	Qualit.	AND
1		$Cl \geq 0.08$	high		$S^* \geq 3$	high		$\nu^* \geq 1.7$	high	
2		$Cl \leq 0.03$	low		$2 < S^* < 3$	medium		$\nu^* \leq 1$	low	
3		$0.03 < Cl < 0.08$	medium		$S^* \leq 2$	low		$1 < \nu^* < 1.7$	medium	

AND	ρ* = ρ/ρwater - oil to water density ratio		THEN	Composite oil quality index	
	Quant.	Qualit.		Quant.	Qualit.
	$\rho^* \geq 0.88$	high		$K \geq 2.2$	low
	$0.78 < \rho^* < 0.88$	medium		$1.7 < K < 2.2$	medium
	$\rho^* \leq 0.78$	low		$K \leq 1.7$	high

*Note: Cl, %; S, %; ν, mPa*s; ρ, kg/m^3.

4. Conclusion

The paper lists results of the studies that were presented in various research articles, together with the results of the review that was performed on the basis of these publications in order to analyze methods and principles of various classifications of tight oil reserves, which can be articulated as follows:

- a summary was prepared of methods, methodology concepts and scholarly views concerning requirements towards classification of tight oil reserves and evaluation of the level of oil production complexity; a substantiation was provided for the fundamentals of designing and practical implementation of classification methodology for fields of different types (oil, oil and gas, gas fields) using a set of attributes that enable evaluating the level of complexity of producing certain reserves;
- a classification of tight oil fields was proposed by analyzing and summarizing information about a set of attributes that characterize composition, properties and modes of occurrence of crude oil in certain Kazakhstani fields using a fuzzy cluster analysis algorithm;
- a parameter was proposed that describes the level of complexity of producing oil reserves, which includes such parameters as composition, properties and oil occurrence modes, and fuzzy rules were defined that enable evaluation of oil production complexity under uncertainty conditions;
- the results of classification of tight oil reserves have demonstrated that in addition to the fields where oil reserves feature composition and properties that degrade their quality there is a large portion of tight reserves associated with such conditions as low-permeability reservoirs, which is typical for most Kazakhstani fields.

A large number of researches were devoted to studies of analysis questions, classification and quality assessment of hard to recover oil, interesting results have accumulated. In the performed works the various methodological approaches to the oil classification were proposed, highlighting their applications, quantitative assessment of complexity of various oils reserve recovery. The evaluations are based on a statistical analysis that takes into account almost all the characteristics that influence technological specificities of fields'development and investment capital. The high effectiveness of hard to recover oil field's development can be ensured only by validated classification considering the main factors with ranking the complexity of hydrocarbon reserve recovery. Based on the classification, the comparative evaluation of the complicating factors which are classified into natural, technological and economical in the literature seems possible. Moreover, the hard to recover hydrocarbons reserves fields' development is in important condition for the implementation of the energy strategy for the industry as a whole.

REFERENCES

Akhmetov D.A., Efendiyev G.M., Karazhanova M.K., Koylibaev B.N. Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of Kazakhstan with the use of fuzzy cluster-analysis. 13th International Conference on theory and application of fuzzy systems and soft computing – ICAFS-2018, Springer Nature Switzerland. Warsaw, Poland, 27-28 August 2018, pp. 865-872.

Aliev R.A., Guirimov B.G. Type-2 fuzzy neural networks and their applications. Springer International Publishing. 2014, 190 p., http://www.springer.com/us/book/9783319090719.

Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of structure of tight oil reserves and growth trends of the increment rate. Geoengineering, Vol. 18, No. 2, 2013, pp. 76-80 (in Russian).

Efendiyev G.M., Mammadov P.Z., Piriverdiyev I.A., Mammadov V.N. Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation. Procedia Computer Science, Vol. 102, 2016, pp. 159-162.

Efendiyev G., Mammadov P., Piriverdiyev I., Mammadov V. Estimation of the lost circulation rate using fuzzy clustering of geological objects by petrophysical properties. Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv, Vol. 81, No. 2, 2018, pp. 28-33.

Eliseeva O.A., Lukyanov A.S. Systematic assessment of economically acceptable resources of oil and gas provinces of Russia, taking into account innovative technologies. Georesources, geoenergetics, geopolitics (Electronic Scientific

ЛИТЕРАТУРА

Akhmetov D.A., Efendiyev G.M., Karazhanova M.K., Koylibaev B.N. Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of Kazakhstan with the use of fuzzy cluster-analysis. 13th International Conference on theory and application of fuzzy systems and soft computing – ICAFS-2018, Springer Nature Switzerland. Warsaw, Poland, 27-28 August 2018, pp. 865-872.

Aliev R.A., Guirimov B.G. Type-2 Fuzzy neural networks and their applications. Springer International Publishing. 2014, 190 p., http://www.springer.com/us/book/9783319090719.

Efendiyev G.M., Mammadov P.Z., Piriverdiyev I.A., Mammadov V.N. Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation. Procedia Computer Science, Vol. 102, 2016, pp. 159-162.

Efendiyev G., Mammadov P., Piriverdiyev I., Mammadov V. Estimation of the lost circulation rate using fuzzy clustering of geological objects by petrophysical properties. Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv, Vol. 81, No. 2, 2018, pp. 28-33.

Karazhanova M.K., Zhetekova L.B., Aghayeva K.K. Quality assessment of tight oil based on fuzzy clustering and statistical analysis. 10th International Conference on theory and application of soft computing, computing with words and perceptions – ICSCCW-2019. Advances in Intelligent Systems and Computing book series, Vol. 1095, 2019, pp. 254-258.

Nardone P.J. Well testing project management. Well Test De-

Journal), Vol. 9, No. 1, 2014, http://oilgasjournal.ru/vol_9/eliseeva.pdf (in Russian).

Karazhanova M.K., Zhetekova L.B., Aghayeva K.K. Quality assessment of tight oil based on fuzzy clustering and statistical analysis. 10th International Conference on theory and application of soft computing, computing with words and perceptions – ICSCCW-2019. Advances in Intelligent Systems and Computing book series, Vol. 1095, 2019, pp. 254-258.

Klubkov S. Promoting TRIZ development will help to maintain oil production in Russia. Oil and Gas Journal Russia, No. 7(95), 2015, pp. 6-11 (in Russian).

Kritskaya E.B., Chizh D.V. Study of changes in physicochemical parameters of oils of Ciscaucasia. Proceedings of Voronezh State University. Series: Chemistry, Biology, Pharmacy, No. 1, 2013, pp. 21-23 (in Russian).

Lisovsky N.N., Halimov E.M. Classification of tight oil reserves. Vestnik CKR Rosnedra, No. 6, 2009, pp. 33-35 (in Russian).

Maksutov R., Orlov G., Osipov A. Development of high-viscosity oil reserves in Russia. FEC (fuel and energy complexes) Technologies, No. 6, 2005, pp. 36-40 (in Russian).

Nardone P.J. Well testing project management. Well test description, 2009, pp. 73-105, https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-600-2.00003-0.

Oil classification, https://studfiles.net/preview/1772355/page:2/ (in Russian).

Raupov I.R., Kondrasheva N.K., Burkhanov R.N. The mobile device design for oil optical properties measuring in the performance of field-geologic tasks. Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", No. 3, 2014, pp. 17-32 (in Russian).

Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisan O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. Brazilian Journal of Chemical Engineering, Vol. 31, No. 3, 2014, pp. 571-590.

Shpurov I.V., Rastrogin A.E., Bratkova V.G. On the problem of hard-to-recover oil reserves development in Western Siberia. Neftyanoye khozyaystvo, No. 12, 2014, pp. 95-97 (in Russian).

Turksen I.B. Full Type 2 to Type n fuzzy system models. Seventh International Conference on soft computing, computing with words and perceptions in system analysis, decision and control, Turkey, Izmir, 2013, p. 21.

Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Tight oils and analysis of their properties based on classification by oil quality. Bulletin of Russian Academy of Natural Sciences (West Siberian Branch), No. 19, 2016, pp. 37-44 (in Russian).

scription, 2009, pp. 73-105, https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-600-2.00003-0.

Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisan O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. Brazilian Journal of Chemical Engineering, Vol. 31, No. 3, 2014, pp. 571-590.

Turksen I.B. Full Type 2 to Type n fuzzy system models. Seventh International Conference on soft computing, computing with words and perceptions in system analysis, decision and control, Turkey, Izmir, 2013, p. 21.

Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ структуры трудноизвлекаемых запасов и тенденций увеличения темпа прироста. ГеоИнжиниринг, Т. 18, No. 2, 2013, с. 76-80.

Елисеева О.А. и Лукьянов А.С. О системной оценке экономически приемлемых ресурсов нефтегазоносных провинций России с учетом инновационных технологий. Георесурсы, геоэнергетика, геополитика (Электронный научный журнал), Т. 9, No. 1, 2014. http://oilgasjournal.ru/vol_9/eliseeva.pdf.

Классификация нефтей. https://studfiles.net/preview/1772355/page:2/

Клубков С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России. Oil and Gas Journal Russia, No. 7(95), 2015, с. 6-11.

Крицкая Е.Б., Чиж Д.В. Изучение изменений физико-химических параметров нефтей Предкавказья. Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Химия, Биология, Фармация, No. 1, 2013, с. 21-23.

Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов. Вестник ЦКР Роснедра, No. 6, 2009, с. 33-35.

Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России. Технологии ТЭК, No. 6, 2005, с. 36-40.

Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», No. 3, 2014, с. 17-32.

Шпуров И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. Нефтяное хозяйство, No. 12, 2014, с. 95-97.

Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти и анализ их свойств на основе классификации по качеству нефти. Вестник Российской Академии естественных наук (Западно-Сибирское отделение), No. 19, 2016, с. 37-44.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТИ НА ИХ КАЧЕСТВО НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОЙ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Эфендиев Г.М.[1], Каражанова М.К.[2], Жетекова Л.Б.[2], Аббасова С.М.[3]

[1]Институт Нефти и Газа Национальной Академии наук Азербайджана
AZ1000, Азербайджан, Баку, ул.Ф.Амирова, 9: galib_2000@yahoo.com;
[2]Каспийский Государственный Технологический и Инженерный Университет имени Ш. Есенова
130003, Республика Казахстан, Мангистауская область,
город Актау, 32 микрорайон: mikado_70@inbox.ru; zhetekova81@mail.ru;
[3]Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности
AZ1010, Азербайджан, Баку, просп. Азадлыг, 20: abbasovasamira@mail.ru

Резюме. В представленной статье исследуются опубликованные данные и обобщаются современные взгляды на классификацию запасов трудноизвлекаемой нефти и на оценку их качества. В последние годы наблюдается рост добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и расширение переработки этих типов нефти, которые трудно добывать из-за их аномальных свойств, а также из-за сложных геологических условий, что делает крайне важным и необходимым изучение качественных свойств трудноизвлекаемой (тяжелой) нефти. В статье представлены результаты анализа и систематизации показателей свойств проб нефти, отобранных на различных месторождениях Казахстана, и их классификации, подготовленной с использованием алгоритма нечеткого кластерного анализа. В качестве классификационных признаков различных типов запасов трудноизвлекаемой нефти рассматривались три группы признаков: 1) признаки, характеризующие состав, это содержание серы, хлоридов; 2) свойства, в эту группу входят плотность и вязкость нефти, 3) форма проявления, т.е. проницаемость на

месте. Проведен предварительный анализ для определения текущего состояния вопроса классификации запасов и оценки качества трудноизвлекаемых запасов нефти. Обзор результатов классификации запасов трудноизвлекаемой нефти продемонстрировал необходимость разбить весь набор данных (совокупность) на однородные группы с использованием ряда классификационных признаков, для чего наиболее подходящим решением является нечеткий кластерный анализ. Также в данной статье был предложен параметр, характеризующий качество нефти. Получены три кластера, каждый из которых характеризует сложность добычи, сформулированы лингвистические правила соответствия ряда характеристик нефти и суммарного коэффициента качества.

Ключевые слова: *нефть, трудноизвлекаемые запасы, функция принадлежности, плотность, вязкость, состав*

QEYRİ SƏLİS KLASTER ANALİZ ƏSASINDA NEFTİN TƏRKİB VƏ XASSƏLƏRİNİN ONUN KEYFİYYƏTİNƏ TƏSİRİNİN TƏHLİLİ

Əfəndiyev Q.M.[1], Karajanova M.K.[2], Jetekova L.B.[2], Abbasova S.M.[3]

[1]Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının Neft və Qaz İnstitutu
AZ1000,Bakı şəh., F.Əmirov küç. 9: galib_2000@yahoo.com
[2]Ş.Yesenov adına Kaspi Dövlət Texnologiya və Mühəndislik Universiteti
130003, Qazaxıstan Respublikası, Manqistau vilayəti,
Aktau şəhəri, 32 mikrorayon: mikado_70@inbox.ru, zhetekova81@mail.ru
[3]Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti
AZ1010, Bakı şəh., Azadlıq prosp., 20: abbasovasamira@mail.ru

Xülasə. Təqdim olunmuş məqalədə çətinliklə çıxarılan ehtiyatların təsnifatı və onların keyfiyyətinin qiymətləndirilməsinə dərc olunmuş məlumat araşdırılır və müasir baxışlar ümumiləşdirilir. Son illər ərzində çətinliklə çıxarılan ehtiyatların hasilatı və bu tip karbohidrogenlərin emalının artması müşahidə olunur. Həmin ehtiyatların çıxarılması çətinliyi onların anomal xüsusiyyətləri və mürəkkəb geoloji şəraitlə izah olunur ki, bu da çətinliklə çıxarılan neftin xassələrinin daha dərindən öyrənilməsini əsaslandırır. Məqalədə Qazaxıstanın müxtəlif yataqlarından götürülmüş neft nümunələri üzərində aparılmış tədqiqatların nəticələri, eləcədə qeyri səlis klaster analiz alqoritminin həyata keçirilməsi yolu ilə təsnifatı öz əksini tapmışdır. Təsnifat əlamətləri kimi üç qrup əlamətlər təhlil olunmuşdur. Həmin qruplar aşağıdakılardır: 1) tərkibi xarakterizə edən əlamətlər-bunlar kükürd və xloridlərdir; 2) neftin xassələri-bunlar özlülük və sıxlıqdır; 3) neftin yatım şəraiti-keçiricilikdir. Bununla əlaqədar ilk mərhələdə müvafiq icmal keçirilmişdir. Baxılan təsnifat yanaşmaları mövcud təhlil üsullarının qoyulmuş məsələnin tam surətdə açılmasına imkan vermədiyi və burada müasir üsullardan istifadə olunması vacibliyini göstərdi. Təsnifat ümumiyyətlə qeyri müəyyənlik şəraitində aparılır. Belə ki, müşahidə olunan qeyri müəyyənlik şəraitində həmin şəraiti nəzərə alan üsullardan biri qeyri səlis məntiqə əsaslanan təsnifat üsuludur. Eləcədə məqalədə neftin keyfiyyətini qiymətləndirməyə imkan verən meyar təklif olunmuşdur.Həmin meyar özündə baxılan amilləri cəmləşdirir. Nəticədə üç sinif-klaster alınmışdır ki, bunların hər biri bu və ya digər dərəcədə neftin çıxarılma çətinliyini xarakterizə edir. Qarşılıqlı əlaqə yaradan müvafiq linqvistik qaydalar tərtib olunmuşdur. Həmin qaydalar məlum "əgər...,onda..." prinsipinə əsaslanır və baxılan münasibəti təhlil etməyə imkan verir.

Açar sözlər: *neft, çətinliklə çıxarılan ehtiyatlar, mənsubiyyət funksiyası, sıxlıq, özlülük, tərkib*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

ВОЗДЕЙСТВИЕ МИКРОВОЛНОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА СЕПАРАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Мурадова П.А.

Институт катализа и неорганической химии им. М.Ф.Нагиева НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 113: *muradovaperi@rambler.ru*

IMPACT OF MICROWAVE RADIATION ON THE SEPARATION OF OIL-WATER EMULSION

Muradova P.A.
M.F.Nagiyev Institute of catalysis and inorganic chemistry, National Academy of Sciences of Azerbaijan
113 G. Javid Ave., Baku, Azerbaijan, AZ1143: muradovaperi@rambler.ru

Keywords: *high-viscosity oil, thermolysis, microwave radiation, non-thermal effect, water-oil emulsion*

Summary. The flooding of productive layers of oil fields causes serious complications in the oil production, collection and treatment associated with the formation of water-oil emulsions. This is particularly evident in the case of highly viscous oil fields at a late stage of development. Based on our previous results of the impact of microwave radiation on the rheological and physicochemical properties of samples of high-viscosity oil demulsified by the traditional thermal method from the Balakhani-Sabunchu-Ramany and Kyurovdag fields of Azerbaijan, this paper presents the results of a study of the effect of microwave radiation (2450 MHz) on aggregative stability and the destruction of the hydrophobic (reverse) water-oil emulsion of samples of crude oil of the mentioned fields. It was demonstrated, that under conditions of traditional thermal treatment of emulsion samples, containing various amounts of natural emulsifiers (resins + asphaltenes), the rate of water separation is almost constant, while under microwave exposure, the difference in the rate of separation of the water phase in oil from the Kurovdag field with a relatively high content of resins and asphaltenes is much higher than of oil from the Balakhani-Sabunchu-Ramany field. There was an established fact of the non-thermal effect of microwave action on the water-oil emulsion, which was its main advantage and difference from the common methods of traditional thermal and reagent separation of the emulsion, both in terms of reducing energy costs and eliminating the use of expensive emulsifiers.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В настоящее время растущий спрос на углеводородные моторные топлива опережает добычу и переработку традиционных запасов нефти, характеризующихся благоприятными для извлечения геологическими условиями залегания. В значительной степени сократить этот разрыв удается за счет вовлечения в баланс извлекаемой нефти продукции месторождений высоковязкой нефти, находящихся на поздней стадии разработки.

К таким месторождениям в Азербайджане относятся Балаханы-Сабунчу-Раманы (VI и XI горизонт) и Кюровдаг, характеризующиеся усредненными значениями плотности 885 кг/м^3, 908 кг/м^3 и 923кг/м^3 соответственно при 20^{0}С и относительно высоким содержанием природных ассоциативных и кристаллизующихся коллоидных систем (Мир-Бабаев, 2009).

Одной из ключевых проблем добычи, транспортировки и переработки тяжелой высоковязкой нефти подобных месторождений с высокой степенью обводненности пластов (до 80%) являются трудности, связанные с образованием стойких водонефтяных эмульсий и отделением воды от углеводородной основы (Гумовский и др., 2008; Зиннатулин, Фатхулина, 2012).

Формированию трудно разрушаемых водонефтяных эмульсий и их стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и диспергирующие механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов и т.п.) (Антипов и др., 1987).

В связи с названными причинами транспортировка по трубопроводам высоковязкой нефти требует применения специальных технологий, позволяющих при ее движении снизить потери

полного напора на преодоление сопротивления высоковязкой среды.

Наиболее распространенным способом разбиения водонефтяных эмульсий является термическое воздействие на подвергаемую обезвоживанию нефть, причем по основным техническим характеристикам преимуществом обладает микроволновое термическое воздействие, позволяющее при относительно меньших энергетических затратах практически вдвое увеличить скорость нагрева эмульсии по сравнению с традиционными методами нагрева (Ковалева, Зиннатулин, 2010).

Ранее, в работах (Мурадова и др., 2014; 2016; Muradova et al., 2018) нами были приведены результаты исследования влияния микроволнового излучения с рабочей частотой 2450 МГц на реологические и физико-химические свойства деэмульгированных традиционным термическим методом образцов высоковязкой нефти месторождений Азербайджана: Балаханы–Сабунчу–Раманы и Кюровдаг, согласно которым наблюдаемые изменения физико-химических и реологических свойств образцов нефти в значительной мере обусловлены распадом лабильных надмолекулярных структур, образующихся в естественных условиях на основе склонных к ассоциации асфальтенов.

В данной статье с целью демонстрации эффективности применения микроволнового воздействия на деэмульсацию высоковязкой нефти приведены результаты исследования влияния СВЧ излучения (2450 МГц) на агрегативную устойчивость и разрушение гидрофобной (обратной) водонефтяной эмульсии образцов промысловой нефти с характеристикой, представленной в табл. 1.

Экспериментальная часть

Исследования воздействия микроволнового излучения на образцы водонефтяной эмульсии проводились на установке, сконструированной на базе лабораторной микроволновой печи марки NE–1064F (Panasonic) с объемом резонатора 14 л. Экспозиция образцов в поле СВЧ осуществлялась в прозрачном для микроволнового излучения кварцевом сосуде емкостью 60 мл, снабженном газоотводной линией и размещенном в резонаторе печи.

Выходная мощность магнетрона варьировалась в диапазоне 200-800 ватт при рабочей частоте 2450 МГц. Температура облучаемых образцов измерялась с помощью дистанционного бесконтактного инфракрасного пирометра марки VA6520, с диапазоном измерения -50÷600°С. Во избежание неожиданного перегрева образцов в резонаторе печи устанавливалась шунтирующая емкость с циркулирующей дистиллированной водой.

С целью определения влияния содержания водной фазы в образцах эмульсии на уровень поглощения энергии микроволнового излучения и динамику разделения фаз нефть–вода, в условиях искусственного эмульгирования на основе нефти месторождений Балаханы–Сабунчу–Раманы и Кюровдаг были приготовлены образцы, содержащие минерализованную пластовую воду с концентрацией 15, 30 и 60 объемных %.

Полнота разделения двухкомпонентной системы нефть–вода после экспозиции в резонаторе микроволновой печи и 3-5 минутного отстоя определялась в мерных цилиндрах.

Обсуждение результатов

На рисунках 1 и 2 приведены микрофотографии образцов водонефтяных эмульсий, в случае нефти месторождения Кюровдаг и Балаханы–Сабунчу–Раманы (XI горизонт), полученные с помощью оптического цифрового микроскопа Levenhuk D70L (40-1600×) с выводом изображения на монитор компьютера.

Таблица 1

Физико-химические характеристики исследуемых образцов высоковязкой нефти

Образец нефти	Температура застывания, °С	Плотность, ρ кг/м^3, при 20°С	Содержание компонентов, % масс.	
			Смолы	Асфальтены
Балаханы-Сабунчу-Раманы (VI горизонт)	+3	885	14.6	1.5
Балаханы-Сабунчу-Раманы (XI горизонт)	+5	908	17.4	2.2
Кюровдаг	+8	923	20.7	7.1

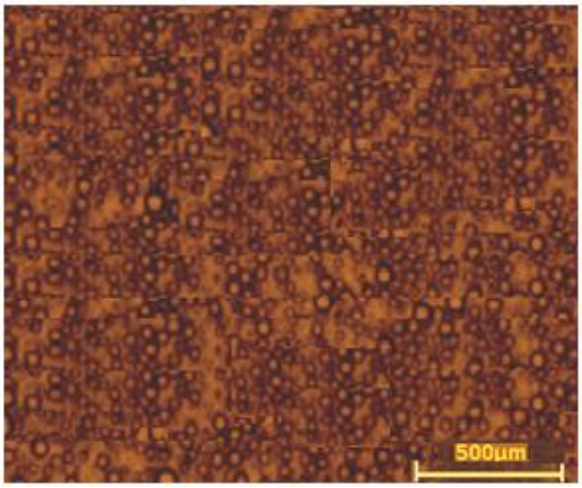


Рис. 1. Фотография микроструктуры образца водонефтяной эмульсии на основе нефти месторождения Кюровдаг с содержанием водной фазы ~ 60% (объемн.) до воздействия СВЧ излучения

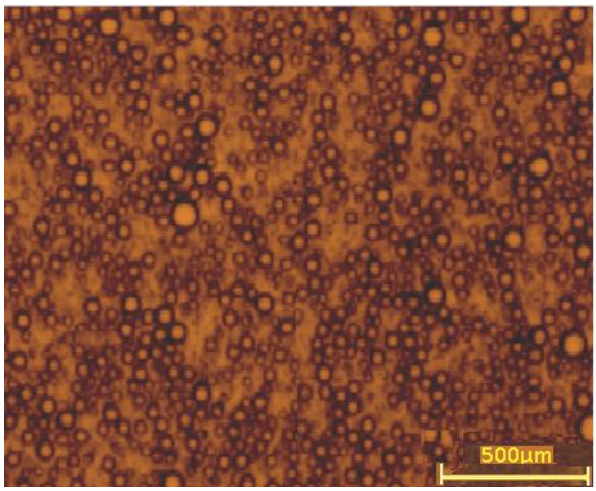


Рис. 2. Фотография микроструктуры образца водонефтяной эмульсии на основе нефти месторождения Балаханы-Сабунчу-Раманы (XI горизонт) с содержанием водной фазы ~ 60% (объемн.) до воздействия СВЧ излучения

На рисунках видно, что образцы водонефтяной эмульсии представляют собой гетерогенную систему, состоящую из очень мелких (до 50 мкм) капель воды, диспергированных в нефти.

При этом каждая капля окружена так называемой бронирующей оболочкой толщиной приблизительно 50-100 нанометров, состоящей из полярных высокомолекулярных компонентов нефти, препятствующей коалесценции капель воды и расслоению эмульсии.

Естественно ожидать, что эффективность расслоения водонефтяных эмульсий при воздействии электромагнитного поля на образцы высоковязкой нефти зависит от толщины бронирующей оболочки, прочность которой в свою очередь определяется уровнем содержания в нефти высокомолекулярных компонентов – асфальтенов и смолообразных соединений.

Из-за большой разницы величины тангенса угла диэлектрических потерь для воды и углеводородов (tgδ H_2O = 80 и tgδ УВ ≈ 0.2-0.4) при СВЧ электромагнитном воздействии на водонефтяную эмульсию энергия в основном поглощается водной фазой, и в глобулах воды возникают объемные источники тепла, за счет чего происходит их более интенсивный нагрев, приводящий к разрушению бронирующей оболочки и слиянию капель воды. Поэтому результат воздействия СВЧ излучения на подобные неоднородные по своему составу технологические среды в значительной степени определяется их термотрансформационными свойствами, т.е. уровнем поглощения энергии генерируемого электромагнитного поля (ΔP_X) и трансформации ее в теплоту (Валитов и др., 1984). При этом независимо от параметров электромагнитного излучения результатом измерения будет среднее значение потери его мощности:

$$\Delta P_X = \frac{c \cdot m \cdot \Delta T}{0{,}24\tau} = \frac{4{,}17 \cdot c \cdot m \cdot \Delta T}{\tau} \text{ (Дж/с)}, \quad (1)$$

где: 0.24 – тепловой эквивалент работы, m – масса воды, (г); c – удельная теплоемкость воды, равная 4.187 кДж/кг·К; ΔТ – приращение температуры воды (К); τ – время экспозиции в микроволновой печи (с).

Потеря рабочей мощности излучения (ΔP_X) при прохождении через слой анализируемого образца, определяемая по разнице скорости нагрева калориметрического тела – воды: $\Delta T / \Delta\tau$ (К/с), эквивалентна количеству генерируемой теплоты в объеме образца.

При оценке эффективности воздействия микроволнового излучения на разбиение водонефтяных эмульсий немаловажное значение имеет глубина его проникновения в объем образцов. Эмпирическое определение глубины проникновения электромагнитной волны в сложную по составу технологическую среду заключается в выявлении такой толщины слоя среды δ_E, при которой обеспечивается практически полное поглощение воздействующей энергии СВЧ излучения (Бердоносов и др., 2000):

$$\delta_E \approx \frac{\lambda}{\pi\sqrt{2\varepsilon'(\sqrt{1+tg^2\delta}-1)}}, \quad (2)$$

где δ_E – расстояние, на котором амплитуда вектора напряженности электрического поля E_0 уменьшается в e раз ($e \approx 2{,}7$ – основание натурального

логарифма), ε' – действительная часть относительной диэлектрической проницаемости материала, $tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь. Вычисление величины δ_E также сводится к оценке максимальной разницы температур балластной загрузки воды без исследуемого образца и с ним при варьировании выходной мощности магнетрона.

Как видно из результатов измерения потерь мощности микроволнового излучения и глубины его проникновения в исходные образцы нефти и образцы, содержащие различное количество эмульгированной водной фазы, уровень поглощения излучения возрастает с увеличением содержания эмульгированной воды (рис.3 и 4).

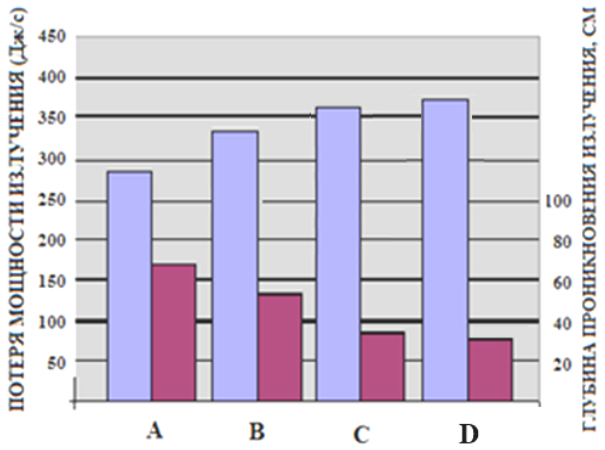


Рис. 3. Термотрансформационные свойства и глубина проникновения излучения в исходные образцы нефти месторождения Кюровдаг (A) и образцы B, C, и D, содержащие 15, 30 и 60% (объемн.) эмульгированной воды. Условия: объем образцов – 60 мл, мощность излучения – 400 ватт, время экспозиции – 2 мин.

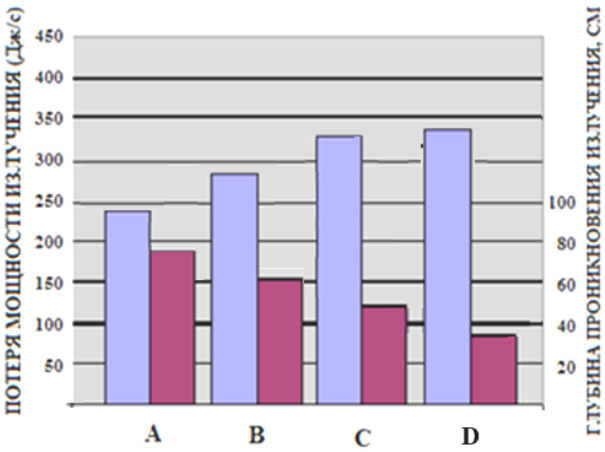


Рис. 4. Термотрансформационные свойства и глубина проникновения излучения в исходные образцы нефти месторождения Балаханы–Сабунчу–Раманы (A) и образцы B, C, и D, содержащие 15, 30 и 60 % (объемн.) эмульгированной воды. Условия: объем образцов – 60 мл, мощность излучения – 400 ватт, время экспозиции – 2 мин.

Относительно больший уровень потерь энергии излучения образцами водонефтяной эмульсии месторождения Кюровдаг (рис. 4), вероятно, связан с повышенным содержанием в нативной нефти смолисто-асфальтеновых компонентов (табл. 1), характеризующихся более высоким уровнем диэлектрических потерь в сравнении с насыщенными нефтяными углеводородами.

Эффект избирательного поглощения энергии СВЧ излучения водной фазой образцов водонефтяной эмульсии подтверждается динамикой возрастания их среднемассовой температуры в зависимости от содержания эмульгированной воды (рис. 5).

Поскольку углеводородные ингредиенты нефти на частотах, близких к используемой, поглощают СВЧ-энергию с низкими диэлектрическими потерями и обладают низким значением теплопроводности, а водная часть эмульсии поглощает излучение более интенсивно, то при воздействии СВЧ-поля на водонефтяную эмульсию с большей вероятностью происходит резкое нарастание температуры капель воды и ее бронирующих оболочек, что и приводит к разрушению последних при незначительном росте температуры основной массы нефти. Помимо этого, при воздействии переменного СВЧ-поля возникают колебательные процессы (Рахманкулов и др., 2003), следствием которых является значительная периодическая деформация капель воды и разрушение их оболочек. В результате внешнее электромагнитное поле, в котором находится водонефтяная эмульсия, ослабляет поверхностное натяжение пограничного слоя бронирующих оболочек и тем самым способствует интенсификации термоэнергетического и осцилляционного механизмов их разрушения и коалесценции укрупненных капель воды (рис.6).

Результат воздействия микроволнового излучения на сепарацию водонефтяной эмульсии ощутимо начинает проявляться уже при 2-х минутной экспозиции образцов в поле СВЧ при минимальном значении мощности магнетрона в изученном диапазоне – 200 ватт.

Повышение времени и мощности воздействия излучения на образцы после появления границы раздела нефтяной и водной фаз из-за различия скорости нагрева приводит к нежелательному образованию проникающих в слой нефти восходящих термо-конвективных потоков воды, способных препятствовать дальнейшему расслоению эмульсии. При этом нагрев образцов до температуры выше 50-55°С нежелателен.

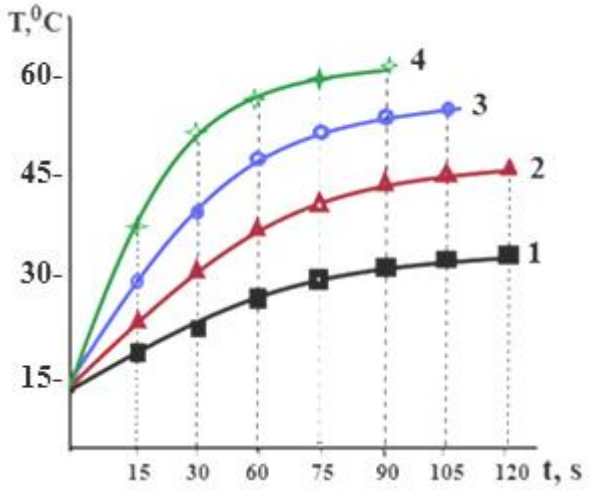


Рис. 5. Динамика роста температур образца обезвоженной нефти месторождения Кюровдаг (1), и образцов 2, 3 и 4, содержащих 15, 30 и 60% (объемных) эмульгированной воды под воздействием микроволнового излучения (W = 200 ватт)

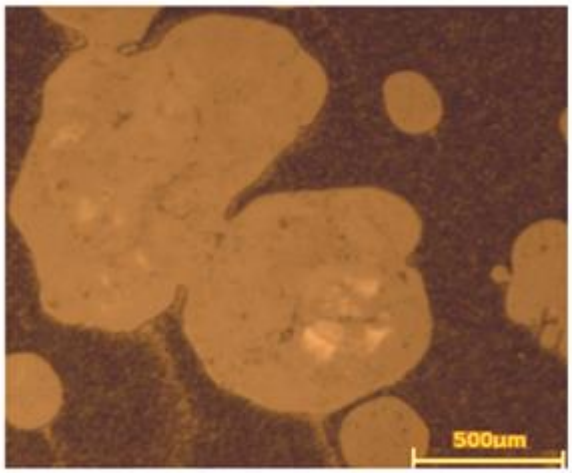


Рис. 6. Фотография микроструктуры образца водонефтяной эмульсии на основе нефти месторождения Кюровдаг с содержанием водной фазы ~60% (объемн.) после воздействия СВЧ излучения в течение 2 минут при мощности 200 ватт

По истечении 5 минут микроволнового облучения образцов наблюдается практически полное расслоение водной и нефтяной фаз без образования промежуточных слоев на границе раздела нефть–вода, в то время как граница разделения фаз необлученных контрольных образцов эмульсии за счет проявления сил гравитации появляется через ~30-35 минут.

Результаты сравнения степени сепарации образцов водонефтяной эмульсии, содержащих одинаковые количества (60% объемных) эмульгированной воды, достигаемой в случае конвекционного нагрева и микроволнового воздействия при сопоставимых значениях среднемассовой температуры эмульсии 45±5°С, приведены на рис. 7.

Из рисунка видно, что при соблюдении одинакового времени выдержки образцов в резонаторе микроволновой печи и нагреваемом электроспиралью термостате, в последнем случае достигается гораздо меньший уровень сепарации водонефтяной эмульсии. При этом в условиях традиционной термической обработки образцов эмульсии, содержащих различные количества природных эмульгаторов (смолы + асфальтены), скорость отделения воды практически постоянна, в то время как в условиях микроволнового воздействия разница в скорости отделения водной фазы в образцах на основе нефти месторождения Кюровдаг с относительно высоким содержанием смол и асфальтенов значительно выше таковой для нефти месторождения Балаханы–Сабунчу–Раманы.

Данный факт, вероятно, связан с проявлением нетермического эффекта микроволнового воздействия на водонефтяную эмульсию (Мурадова и др., 2016), а также возникновением локального перегрева на границе частиц эмульгированной воды и бронирующей высокомолекулярной оболочки, не свойственных проведению сепарации эмульсий в условиях традиционной термической обработки (Ковалева и др., 2008).

Как видно из приведенной на рис.8 фотографии образцов водонефтяной эмульсии на основе нефти месторождения Кюровдаг, после микроволнового воздействия достигается практически полное разделение водонефтяной эмульсии на нефтяную и водную фазу без образования так называемых «промежуточных слоев» между отделившимися слоями свободной нефти и воды.

Таким образом, полученные в рамках настоящей работы результаты исследования влияния микроволнового излучения на трудно разрушаемые водонефтяные эмульсии на основе высоковязкой нефти месторождений Балаханы-Сабунчу-Раманы и Кюровдаг с различным объмным содержанием водной фазы показали, что главным преимуществом и отличием этого способа от традиционного термического воздействия является проявление нетермического эффекта, интенсифицирующего разрушение бронирующей оболочки диспергированных капель воды, что существенно облегчает сепарацию нефтяной и водной фаз.

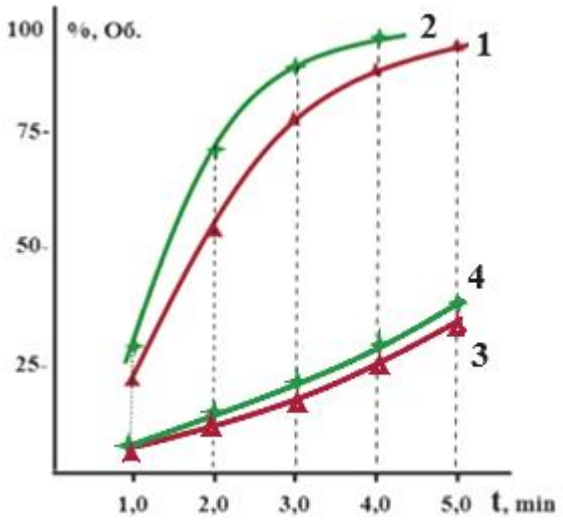


Рис. 7. Зависимость степени сепарации образцов водонефтяной эмульсии, термостатированных в условиях микроволнового воздействия (1,2) и традиционного нагрева (3,4). (1,3) – месторождение Балаханы-Сабунчу-Раманы; (2,4) – месторождение Кюровдаг

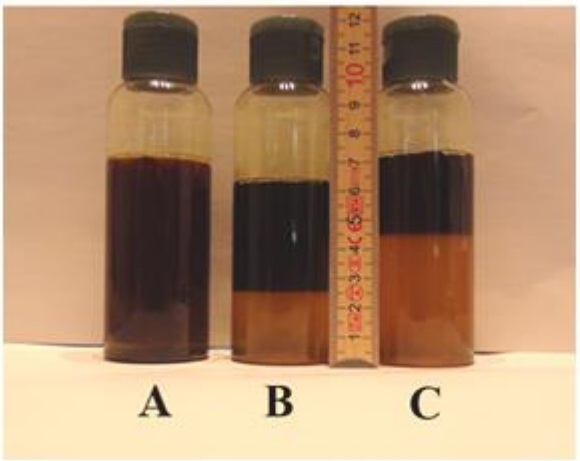


Рис. 8. Иллюстрация завершения процесса микроволновой сепарации образцов водонефтяной эмульсии на основе нефти месторождения Кюровдаг. А – образец, содержащий 60% (объемн.) эмульгированной воды до микроволнового воздействия; В и С – образцы, содержащие соответственно 30 и 60% водной фазы после 5 мин. экспозиции в поле СВЧ при мощности излучения 200 ватт

ЛИТЕРАТУРА

Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. Башк. книжное изд-во. Уфа, 1987, 168 с.

Бердоносов С.С., Бердоносова Д.Г., Знаменская И.В. Микроволновое излучение в химической практике. Хим. технология, No. 3, 2000, с. 2-8.

Валитов Р.А., Дюбко С.Ф., Макаренко Б.И. и др. (под ред.). Измерения на миллиметровых и субмиллиметровых волнах. Радио и связь. Москва, 1984, 296 с.

Гумовский О.А., Сахабутдинов Р.З., Космачёва Т.Ф. Патент РФ 2356596. Устройство для разрушения водно-нефтяной эмульсии при транспортировании по трубопроводу. Заявл. 2008105505/15, 2008.02.12.

Зиннатуллин Р.Р., Фатхуллина Ю.И. Обезвоживание высокоустойчивых водо-нефтяных эмульсий электромагнитными полями высокочастотного и сверхвысоко-частотного диапазонов. Технологии нефти и газа, No. 1 (78), Москва, 2012, с. 24-29.

Ковалева Л.А., Зиннатулин Р.Р. Исследование устойчивости водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле в зависимости от ее диэлектрических свойств. Нефть и газ, No 2, 2010, с. 59-62.

Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зиннатуллин Р.Р. К исследованию диэлектрических и реологических характеристик водонефтяных эмульсий. Теплофизика высоких температур, Т. 46, No. 5, 2008, 792-795 с.

Мир-Бабаев М.Ф. Краткая история азербайджанской нефти. Азернешр. Баку, 2009, 376 с.

Мурадова П.А., Стреков А.С., Литвишков Ю.Н. Влияние микроволнового излучения на реологию высоковязкой нефти. Автогазозаправочный комплекс + альтернативное топливо, No. 10, 2014, с. 7-11.

Мурадова П.А., Зульфугарова С.М., Гасанкулиева Н.М., Шакунова Н.В., Третьяков В.Ф., Талышинский Р.М., Литвишков Ю.Н. и др. О влиянии микроволновой активации воды на деалкилирование толуола с водяным паром в присутствии Ni-Co-Cr/Al/Al_2O_3-катализатора. Нефтегазохимия, No. 3, 2016, с. 23-26.

REFERENCES

Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of complications in the production of flooded oil. Bashk. book publishing house. Ufa, 1987, 168 p. (in Russian).

Berdonosov S.S., Berdonosova D.G., Znamenskaya I.V. Microwave radiation in chemical practice. Chem. technology, No. 3, 2000, p. 2-8 (in Russian).

Gumovsky O.A., Sakhabutdinov R.Z., Kosmacheva T.F. Patent of the Russian Federation 2356596. Device for the destruction of water-oil emulsion during pipeline transportation. Appl. 2008105505/15, 2008.02.12 (in Russian).

Kovaleva L.A., Minnigalimov R.Z., Zinnatullin R.R. On the study of dielectric and rheological characteristics of oil-water emulsions. High temperature thermophysics, Vol. 46, No. 5, 2008, pp. 792-795 (in Russian).

Kovaleva L.A., Zinnatulin R.R. Investigation of the stability of an oil-water emulsion in an electromagnetic field depending on its dielectric properties. Oil and Gas, No. 2, 2010, pp. 59-62 (in Russian).

Valitov R.A., Dyubko S.F., Makarenko B.I. et al. (ed.). Measurements on millimeter and submillimeter waves Radio and communication. Moscow, 1984, 296 p. (in Russian).

Mir-Babaev M.F. Brief history of Azerbaijani oil. Azerneshr. Baku, 2009, 376 p. (in Russian).

Muradova P.A., Strekov A.S., Litvishkov Yu.N. Effect of microwave radiation on the rheology of high-viscosity oil. Avtogazozapravochnyj kompleks plius al'ternativnoe toplivo (Autogas complex + alternative fuel), No. 10, 2014, pp.7-11 (in Russian).

Muradova P.A., Zulfugarova S.M., Gasankulieva N.M., Shakunova N.V., Tretyakov V.F., Talyshinsky R.M., Litvishkov Yu.N. et al. On the effect of microwave activation of water on the dealkylation of toluene with water vapor in the presence of a Ni-Co-Cr/Al/Al_2O_3 catalyst. Oil and gas chemistry, No. 3, 2016, p. 23-26 (in Russian).

Muradova P.A., Zulfugarova S.M., Graser E., Strekov A.S., Litvishkov Y.N. Microwave-induced thermolysis of petroleum under the action of heterogeneous catalysts. Chemie Inhalt Ingenieur Technik, Vol. 90, No. 3, 2018, pp. 1-6 (in German).

Рахманкулов Д.Л., Бикбулатов И.Х., Шулаев Н.С., Шавшукова С.Ю. Микроволновое излучение и интенсификация химических процессов. Химия. Москва, 2003, 220 с.

Muradova P.A., Zulfugarova S.M., Graser E., Strekov A.S., Litvishkov Y.N. Mikrowelleninduzierte Thermolyse von Erdöl unter der Einwirkung von heterogenen Katalysatoren. Chemie Inhalt Ingenieur Technik, Vol. 90, No. 3, 2018, pp. 1-6.

Rakhmankulov D.L., Bikbulatov I.Kh., Shulaev N.S., Shavshukova S.Yu. Microwave radiation and intensification of chemical processes. Chemistry. Moscow, 2003, 220 p. (in Russian).

Zinnatullin P.P., Fatkhullina Yu.I. Dehydration of highly stable water-oil emulsions by electromagnetic fields of high-frequency and ultra-high-frequency ranges. Oil and Gas Technologies, No. 1(78), Moscow, 2012, pp. 24-29 (in Russian).

ВОЗДЕЙСТВИЕ МИКРОВОЛНОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА СЕПАРАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Мурадова П.А.
Институт катализа и неорганической химии им. М.Ф.Нагиева НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 113: *muradovaperi@rambler.ru*

Резюме. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий, что особенно проявляется в случаях эксплуатации месторождений высоковязкой нефти, находящихся на поздней стадии разработки. В последние годы в арсенале существующих методов разрушения стойких водонефтяных эмульсий произошли существенные изменения инновационного характера, связанные с заменой реагентной и термической технологии их обработки на технологии, основанные на использовании энергии физических полей, в частности сверхвысокочастотного электромагнитного излучения. Основываясь на ранее полученных нами результатах воздействия микроволнового излучения на реологические и физико-химические свойства деэмульгированных традиционным термическим методом образцов высоковязкой нефти месторождений Азербайджана Балаханы–Сабунчу–Раманы и Кюровдаг, в данной работе приведены результаты исследования влияния СВЧ излучения (2450 МГц) на агрегативную устойчивость и разрушение гидрофобной (обратной) водонефтяной эмульсии образцов промысловой нефти упомянутых месторождений. Показано, что в условиях традиционной термической обработки образцов эмульсии, содержащих различные количества природных эмульгаторов (смолы + асфальтены), скорость отделения воды практически постоянна, в то время как в условиях микроволнового воздействия разница в скорости отделения водной фазы в образцах на основе нефти месторождения Кировдаг с относительно высоким содержанием смол и асфальтенов значительно выше таковой для нефти месторождения Балаханы-Сабунчу-Раманы. Установлен факт проявления нетермического эффекта микроволнового воздействия на водонефтяную эмульсию, что явилось его основным преимуществом и отличием от распространенных способов традиционной термической и реагентной сепарации эмульсии, как с точки зрения сокращения энергетических затрат, так и исключения использования дорогостоящих эмульгаторов.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, термолиз, микроволновое излучение, нетермический эффект, водонефтяная эмульсия*

MİKRODALĞALI ŞÜALANMANIN NEFT-SU EMULSİYASININ AYRILMASINA TƏSİRİ

Muradova P.A.
AMEA-nın M.F.Nağıyev adına Kataliz və Qeyri-üzvi Kimya Institutu
AZ1143, Bakı şəh., H.Cavid prospekti,113: *muradovaperi@rambler.ru*

Xülasə. Neft mədənlərinin məhsuldar laylarının su altında qalması su-neft emulsiyalarının əmələ gəlməsi ilə əlaqədar neftin hasilatı, yığılması və hazırlanmasında ciddi fəsadlar yaradır ki, bu da xüsusilə son hazırlıq mərhələsində olan yüksək özlüklü neft yataqlarının istismarı hallarında özünü büruzə verir. Son illər sabit su-neft emulsiyalarının parçalanması üsullarının arsenalında əhəmiyyətli innovativ dəyişikliklər baş vermişdir, bu da reagent və onların emalı üçün istilik texnologiyalarının fiziki sahələrin enerjisinin istifadəsinin mikrodalğalı elektromaqnit şüalanmasının istifadəsinə əsaslanan texnologiyalarla əvəz edilməsi ilə bağlıdır. Azərbaycanın Balaxanı-Sabunçu-Ramanı və Kürovdağ yataqlarından ənənəvi termal üsulla demulsifikasiya olunmuş yüksəközlülüklü neft nümunələrinin reoloji və fiziki-kimyəvi xassələrinə mikrodalğalı şüalanmanın təsiri ilə bağlı əvvəlki nəticələrimizə əsaslanaraq, hazırkı işdə qeyd olunan yataqların kommersiya neft nümunələrinin hidrofobik (əks) su-neft emulsiyasının aqreqativ sabitliyə və parçalanmasına mikrodalğalı şüalanmanın (2450 MHz) təsirinin nəticələri təqdim olunur. Göstərilmişdir ki, tərkibində müxtəlif miqdarda təbii emulqatorlar (qatranlar+asfaltenlər) olan emulsiya nümunələrində ənənəvi termik emal şəraitində suyun ayrılma sürəti praktiki olaraq sabitdir, eyni zamanda, qatranların və asfaltenlərin nisbətən yüksək olduğu Kirovdağ yatağından alınan neft nümunələrində mikrodalğalı sobanın təsiri altında su fazasının ayrılması sürəti Balaxanı-Sabunçu-Ramanı yatağından alınan neft nümunələrində sulu fazanın ayrılması sürəti ilə müqayisədə xeyli yüksəkdir. Su-neft emulsiyasına mikrodalğalı təsirinin qeyri-termik effekti faktı müəyyən edilmişdir ki, bu da onun geniş yayılmış ənənəvi termal və reagent separasiya ilə müqayisədə, həm enerji xərclərinin azaldılması və bahalı emulqatorlardan istifadə edilməsi nöqteyi nəzəridən, əsas üstünlüyünü və fərqliliyini göstərir.

Açar sözlər: *yüksəközlülüklü neft, termoliz, mikrodalğalı şüalanma, qeyri-termal effekt, su-neft emulsiyası*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

ИСКОПАЕМЫЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ЛАСТОНОГИЕ АЗЕРБАЙДЖАНА

Эйбатов Т.М., Гаджиев Д.В.
Естественно-исторический музей НАНА
AZ1006, Азербайджан, Баку, ул. Лермонтова, 3: t_eybatov@mail.ru

FOSSILS AND MODERN PINNIPEDS OF AZERBAIJAN

Eybatov T.M., Gadjiev D.V.
Natural History Museum of ANAS
17 (3) Lermontov str., Baku, Azerbaijan, AZ1006: t_eybatov@mail.ru

Keywords: *pinnipeds, archezoology, mud volcanoes, Caspian seal, mortality monitoring, recommendations for saving populations*

Summary. In the paper the general distribution pattern and history of studying of fossil and modern pinnipeds found in the territory of Azerbaijan and the adjacent countries is given. Fossil representatives of 2 families (Semantoriidae and Phocidae), 3 subfamilies (Nekromitinae, Monachinae and Phocinae), 3 genus and 5 species of fossil pinnipeds have been found in the country: 1) Phoca sp., 2) Monachopsis pontica, 3) Phoca procaspica, 4) Phoca meoticum, 5) Nekromithes nestoris, 6) Phoca caspica.

Pinnipeds fossils recovered from the breccia of the Lokbatan mud volcano, the only active mud volcano that periodically ejects the skeletal remains of pinnipeds and cetaceans to the surface, are described. The results of archaeozoological research, which revealed the use of the skin and fat of the Caspian seal in everyday life and economy from the Upper Paleolithic to the present day, are also presented. The present state of the Caspian seal population and the reasons for its sharp decrease are briefly highlighted. The results of half a century summer monitoring studies of the dynamics of seal carcasses on the northern coast of the Absheron Peninsula (a unique Caspian seal cemetery) and its interrelation with the number of seals in the Caspian Sea are given. The analysis of the dynamics of dead seals stranding allows to state a gradual increase in the number of seals after their mass deaths in 1997 and 2000 due to the epidemic caused by the canine distemper or canine measles viruses. Recommendations on saving the Caspian seal population are presented.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

История изучения ископаемых и современных ластоногих Азербайджана

Ластоногие – это одна из древнейших групп млекопитающих, обнаруженных на территории нашей республики и всего Южного Кавказа. К сожалению, происхождение и эволюция ластоногих до сих пор слабо изучены, так как их остатки по сравнению с наземными формами млекопитающих чрезвычайно редки и разрознены. Практически не найдено ни одного целого скелета и целых черепов. И тем не менее на территории Азербайджана стало возможным обнаружение и выделение 6 форм (видов) ископаемых тюленей.

Ластоногие Азербайджана

Отряд: Pinnipedia Illiger, 1811
Семейство: Semantoriidae, Orl., 1931
Подсемейство: Nekromitinae Achundov, 1967
Род: Nekromithes Bog., 1939

1) **Вид:** Nekromithes nestoris Bog., 1939 (Рис. 1).

Обнаружен в окрестностях г. Баку. Нижнеплейстоцен-абшеронские отложения.

Семейство: Phocidae Gray, 1825
Подсемейство: Monachinae Gray, 1869
Род: Monachus Fleming, 1822

2) Вид: Monotherium meoticum Nordman, 1858 – средний сармат (верхний миоцен).

Д.В.Гаджиев (1997) и И.А.Корецкая (Koretsky, 2001), пересмотрев систематику ископаемых ластоногих, относят этого тюленя к роду Monachopsis Kretzoi, 1941 и виду Monachopsis pontica Eichwald, 1850. Обнаружен в брекчии вулкана Локбатан (Баку). Ориентировочный возраст – верхний миоцен (сармат) (Рис. 2).

Подсемейство: Phocinae Gill, 1866
Род: Phoca Linnaeus, 1758

3) Вид: Phoca sp. Asl., 1965. Нижний миоцен (верхний олигоцен).

(Майкопская свита). Перекишкюль, гора Исламдаг (Рис. 3).

4) **Вид:** Phoca procaspica. nov. sp. Gadz, 1961

Место обнаружения – верхний миоцен, верхний сармат Эльдара.

5) **Вид:** Phoca meotica. Nordmann, 1858

Верхний миоцен, средний сармат – Лок-Батан (рис.4).

Род: Phoca Scopoli,1777

6) **Вид:** Phoca caspica Gmelin, 1788 – рецентный вид, в ископаемом состоянии обнаружен в абшеронских отложениях, под 22 метровым слоем абшеронского известняка близ пос. Баладжары найдена плечевая кость тюленя, идентичная таковой *Phoca caspica Gmel. (Богачев, 1923);* близ поселка Бина, (Ахундов, 1967), в известняках Килязинской косы к северу от Баку и в Локбатане (Верещагин,1959), в Грузии (Векуа – устное сообщение), а также в верхнем плейстоцене на территории пос.Бинагады (Бинагадинское местонахождение четвертичной флоры и фауны (Гаджиев, 1999) обнаружены костные останки тюленя (Рис.5). Много остатков костей каспийского тюленя найдено при археологических раскопках в прибрежных зонах Азербайджана, возраст которых датируется от мезолита до средневековья (Гобустан, Полутепе, Алхантепе (Рис. 6,7).

В связи с тем, что в настоящее время систематика ластоногих видоизменилась, систематика тюленей дается в авторской интерпретации в следующем виде:

Отряд: Carnivora Bowdich, 1821
Подотряд – Caniformia Tedford, 1976
Семейство: Моржовые (Odobenidae);
Настоящие тюлени (Phocidae);
Ушастые тюлени (Otariidae).

В некоторых классификациях ластоногие сохранены как группа в ранге инфраотряда в составе отряда хищных.

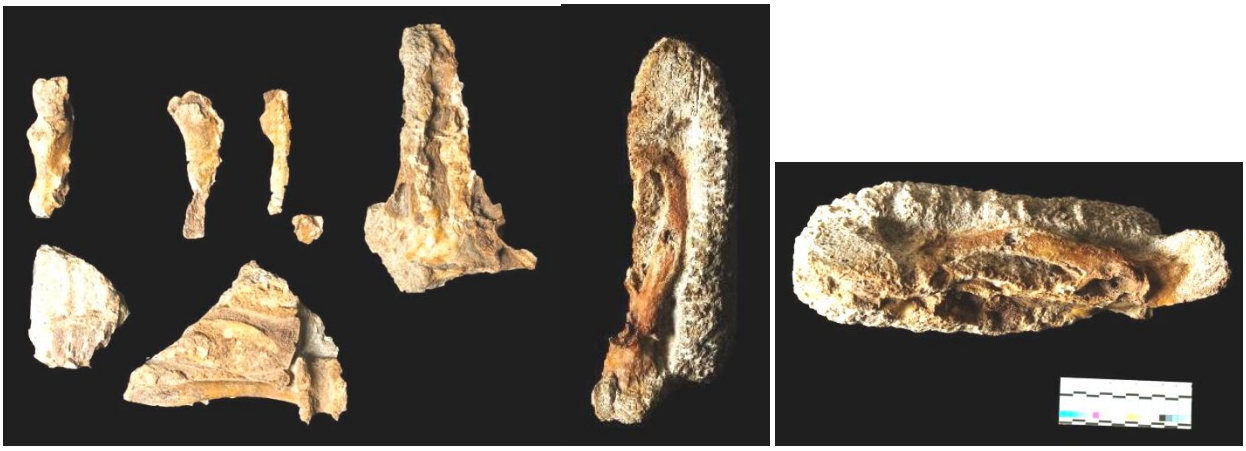


Рис. 1. Nekromithes nestoris. Выдра-тюлень из Абшеронских отложений г. Баку

Рис. 2. Monachopsis pontica из брекчии грязевого вулкана Локбатан

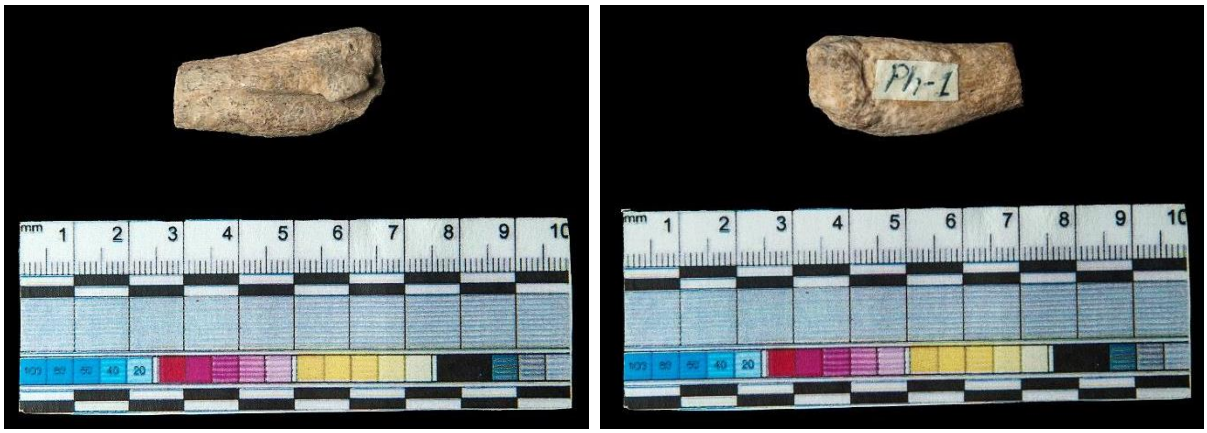


Рис. 3. Phoca sp. Перекишкюль. Самая древняя находка тюленей в Азербайджане. Дистальный конец малоберцовой кости Phoca sp. из нижнемиоценовых отложений. Перекишкюль г. Гара-Ислам.

Рис. 4. Кости Phoca meotica из вулкана Локбатан. Сб. Путкарадзе

Рис. 5. Средний метатарзус каспийского тюленя из бинагадинских кировых отложений (верхний плейстоцен)

Рис. 6. Кости каспийского тюленя из мезолита Гобустана (проксимальная часть плечевой и метатарзальной кости)

Рис. 7. Кости каспийского тюленя из неолитических стоянок Алхантепе и Полутепе

И.А.Корецкая (Koretsky, 2001), пересматривая систематику ископаемого рода Phoca из Северной Атлантики и Паратетиса, указывает, что этот род представляет собой составной таксон, который включает представителей трех подсемейств: Phocinae, Monachinae и Cystophorinae. Автор справедливо отмечает, что в большинстве случаев систематика ископаемых и современных ластоногих основана на изучении главным образом строения черепа и зубов, а особенностям посткраниального скелета внимание практически не уделяется, тогда как в ископаемом состоянии чаще всего встречаются отдельные кости или фрагментарные части именно посткраниального скелета. К сожалению, морфология этого отдела скелета современных ластоногих практически не изучена. Исключением являются исследования Д.В.Гаджиева и Т.М.Эйбатова по каспийскому тюленю (1978, 1995), хотя исследовались ими посткраниальный скелет и мышечная система других видов ластоногих. Также следует отметить работы А.ААнтонюка (1970, 1971, 1972) по исследованию позвоночника большинства видов ластоногих. Что же касается И.А.Корецкой, то ее новая систематика базируется на сравнительном исследовании плечевых и бедренных костей, а также костей черепа и зубов. Как отмечает сам автор: «я уделяла меньше внимания тазовым, лучевым, большой и малоберцовым и другим костям». Однако такой подход к исследованиям недопустим, так как особенности строения и морфология перечисленных ею костей не менее информативны

и характеризуются в большей степени своей адаптивностью к различным экологическим условиям обитания. Что касается тазовых костей, то, как было установлено Гаджиевым (1995), они четко характеризуют пол ластоногих. Д.В.Гаджиеву принадлежит приоритет в создании комплексной остеологии млекопитающих, но, к сожалению, преждевременная смерть этого выдающегося палеонтолога и морфолога не позволила завершить начатые исследования.

Самым древним представителем отряда ластоногих, найденным на территории Азербайджана, является тюлень Phoca sp. из нижнемиоценовых (первоначально были описаны как верхнеолигоценовые, Асланова,1965,1969) майкопских отложений западного склона горы Гараислам близ селения Перекишкюль. Останки этого тюленя из Паратетиса, обнаруженного С.Аслановой, представлены дистальным концом малоберцовой кости, найденным в первичном залегании в горизонте Рики (рис. 3). Хорошо сохранившийся фрагмент малоберцовой кости этого тюленя по сравнению с другими видами настоящих тюленей характеризуется значительной вытянутостью и заостренностью, что связано с несколько меньшей размерной редукцией этой кости у тюленя из майкопских отложений. Четкие отличия прослеживаются и в очертании борозд, в которых залегали сухожилия длинной и короткой малоберцовых мышц (m. peroneus longus et brevis). Эта особенность, очевидно, связана с большей, чем у Ph. caspica функциональной значимостью супинации стопы. Следует отметить и большую уплощенность суставной фасетки, что, несомненно, свидетельствует об архаичности строения голеностопного сустава майкопского тюленя и, скорее всего, принадлежности к суставу наземных форм. Однако, несмотря на ряд указанных отличий, по общему облику это – представитель настоящих тюленей (сем. Phocidae), и наиболее близок он к роду Phoca. Отличия от других представителей семейства выражены несколько сильнее. При сравнении с ископаемыми сарматскими тюленями (Phoca sarmatica и Ph. meotica) обнаруживаются более мелкие размеры перекишкюльского тюленя и отличия в специфических деталях строения. После описанного Д.В.Гаджиевым (1997) Ph. Procaspica из верхнесарматских отложений в составе эльдарской гиппарионовой фауны майкопский тюлень является самой мелкой формой из всех известных нам ископаемых и современных ластоногих (Асланова, 1965,1969).

Таким образом, тюлень из Перекишкюля, относящийся к наиболее древним ластоногим, обнаруживает признаки, характерные для настоящих современных тюленей (сем. Phocidae), в частности рода Phoca, что свидетельствует о длительной истории становления и развития последних на территории юга СССР (Асланова, 1969).

Следующим по древности видом ископаемого тюленя является эльдарский тюлень из верхнесарматских отложений Эльдар-оюгу.

«Впервые остатки тюленя в Эльдаре были обнаружены в 1937 г. во время совместных раскопок, проводимых Государственным музеем Грузии и Академией наук Украины» (Підоплічка, 1938). Тогда были найдены фрагмент черепа, два обломка нижних челюстей и головка бедренной кости. В 1951 г. (Бурчак-Абрамович,1954) была найдена пяточная кость, а в 1957 г. Д.В.Гаджиевым – дистальный конец большой берцовой кости. Д.В.Гаджиев (1997) детально описал этого тюленя («Материалы: фрагмент черепа; фрагмент нижней челюсти с P_2 – M_1; фрагмент нижней челюсти с M_1; головка бедренной кости; дистальный конец большой берцовой кости; пяточная кость»), сравнил его с другими, на основе чего им был установлен новый вид ископаемых тюленей.

Впервые остатки тюленей из сарматских отложений юга были описаны Э.Эйхвальдом (1850). Э.Эйхвальд дал описание небольшого по величине тюленя под названием Phoca pontica, найденного в окрестностях г. Керчи. A.Nordmann (1858) описал из сарматских отложений крупную форму тюленя – Phoca meotica, которую К.К.Чапский (1955) считает предковой формой для тюленя-монаха (Monachus monachus, Hermann), а Nordman и Корецкая относят его к виду Cryptophoca maeotica (Nordmann, 1858; Koretsky and Ray, 1994).

Петерс (1867) исследовал остатки тюленя, найденные в окрестностях Вены, которые он отнес к Phoca pontica Eichw. Однако проведенные Тулой (Toula, 1897) исследования дополнительного материала по венским тюленям показали, что остатки тюленя из окрестностей Вены не тождественны Ph. pontica, а относятся к новому виду, названному им Ph. vindobonensis. А.К.Алексеев (1924а,б; 1926) описал два новых вида тюленей среднесарматского возраста: Phoca sarmatica и Phoca novorossica из каменоломней в г. Кишинев. Первый из них по величине и некоторым морфологическим признакам близок к Ph. meotica, а второй – к Ph. vindobonensis.

В 1927 г. В.В.Богачевым (1927а, б) описаны остатки тюленя из выбросов грязевого вулкана Локбатан. Не устанавливая окончательной видовой принадлежности тюленя из Локбатана, автор указывает, что одна из плечевых костей близка к Ph. Pontica, другие же кости обнаруживают сходства с Ph. vindobonensis.

Судя по деталям строения костей, тюлень, найденный в Локбатане, абсолютно идентичен современному каспийскому тюленю. Некоторые же отличия, указанные В.В. Богачевым, как показали сравнения, проведенные на большой серии скелетов каспийского тюленя, не выходят за пределы вариации Phoca caspica Gmel.

В дальнейшем в брекчии грязевого вулкана Локбатан было обнаружено несколько костей китообразных и ластоногих (Monotherium meoticum или Monachopsis pontica и Phoca meotica).

Таким образом, было известно пять видов тюленей, найденных в сарматских отложениях юга СНГ и на некоторых прилегающих к ней территориях: Ph. meotica, Ph. vindobonensis, Ph. pontica, Ph. sarmatica, Ph. novorossica.

От перечисленных сарматских тюленей Ph. procaspica отличается значительно меньшими размерами. Несомненно, эльдарский тюлень является самым мелким по величине видом среди как ископаемых, так и современных представителей отряда Pinnipedia. О том, что мелкие размеры эльдарского тюленя являются его таксономическим отличием, а не следствием принадлежности костей молодой особи, можно судить по сильной стертости зубов нижней челюсти и отсутствию метафизарного шва на большой берцовой кости.

Эльдарский тюлень отличается от известных сарматских тюленей не только размером, но и многими, только ему свойственными, анатомическими деталями строения костяка.

Наиболее полное сравнение представляется возможным произвести с Phoca pontica Eichw., поскольку для него Эйхвальдом (1850), наряду с некоторыми костями посткраниального скелета, описана и мозговая часть черепа, а А.К.Алексеевым (1924а) дано описание фрагмента лицевой части.

«Фрагмент черепа Phoca procaspica отличается от Ph. pontica более суженной и вытянутой лицевой частью. Разница в вытянутости лицевой части обуславливается своеобразием формы строения носовых костей. У Ph. pontica носовые кости короче носовых костей эльдарского тюленя, несмотря на то, что последний по всем другим промерам значительно мельче. Кроме того, у Ph. pontica носовые кости резко расширяются кпереди, что придает им веерообразную форму. Расширение кпереди носовых костей у эльдарского тюленя значительно меньше. Этим он приближается к современным представителям рода Phoca и в особенности – Ph. caspica. Отличия на нижней челюсти еще более отчетливы. У Ph. pontica передний угол нижней челюсти развит слабо и лежит он на уровне M_1, непосредственно кзади от коренного зуба горизонтальная ветвь расширяется и переходит в венечный отросток. В этом отношении нижняя челюсть эльдарского тюленя представляет полную противоположность таковой Ph. pontica. При сравнении Phoca procaspica с современными ластоногими выясняется, что он хорошо отличается от них, но по некоторым морфологическим признакам, несомненно, близок к Ph. caspica» (Гаджиев,1997).

По Гаджиеву (1978), средиземноморская область неогеновых морей представляет большой интерес для выяснения истории происхождения и формирования представителей настоящих тюленей (сем. Phocidae). В сарматских отложениях юга СССР и прилегающих территорий Восточной и Центральной Европы известно около 50 местонахождений ископаемых тюленей. Большинство из этих находок приводятся под условным названием Phoca sp.

Критический анализ литературы и изучение некоторых палеоостеологических материалов из Крыма, Кавказа, юга Украины и Молдавии дает основание для предварительного суждения о видовом составе тюленей Паратетиса.

В восточном Паратетисе в эпоху образования сарматских отложений обитали тюлени: Monotherium meoticum (Nordman), 1858; Pontophoca sarmatica Alexeev,1924; Phoca novorossica Alexeev,1924 (Алексеев, 1924а,б; 1926); Monachopsis pontica Eichwald,1856. Две последние формы, возможно, заслуживают выделения в качестве самостоятельных новых родов. Установлен резко выраженный половой диморфизм в строении посткраниального скелета Monachopsis pontica, что в значительной степени проясняет сложившуюся в литературе путаницу с тюленями Керченского полуострова.

В центральном и западном Паратетисе в сарматское время обитали два вида тюленей: Praepusa pannonica Kretzoi, 1941 и Phoca viennensis Blainvil,1942. Последний вид по строению костей скелета близок к каспийскому тюленю и может считаться наиболее вероятным его предком.

Упоминаемые в литературе виды – Phoca holichensis, Ph. vindobonensis, Ph. bessarabica, Pontophoca simionescu следует признать нереальными. Под этими названиями описаны остатки тюленей, принадлежащих к вышеприведенным видам Паратетиса, и, следовательно, они представлены одним видом.

Таксономическое положение находки тюленя в майкопских отложениях Азербайджана, ввиду фрагментарности материала, неясное, но принадлежность ее к сем. Phocidae, по мнению Гаджиева (1978), не вызывает сомнений.

По возрасту следующим выявленным ископаемым тюленем оказался Nekromithes nestoris Bog.1939. Ю.А.Орлов (1931,1933) на берегу реки

Иртыш, близ Павлодара (Западный Казахстан) в миоценовых или нижних плиоценовых отложениях обнаружил заднюю половину скелета и плечевую кость переходной формы (от наземных к водным) ластоногого Semantor macrurus Orlov,1931 и выделил его в самостоятельное семейство Semantoridae. В 1939 г. в каменоломне, расположенной на северо-западной окраине гор. Баку, были найдены остатки своеобразного позвоночного животного. Остатки скелета, расположенные на двух плитах известняка, были доставлены в Естественно-исторический музей им. Г.Зардаби. В.В.Богачев на основе поверхностного осмотра материала установил, что они принадлежат выдра-тюленю, и отнес его к новому роду семейства Semantoridae под названием Necromites nestoris Bog. В 1959 г. с целью детального изучения остатков N. *nestoris* и выяснения его таксономического положения Ф.М.Ахундовым было произведено извлечение этих остатков из заключающих их глыб известняка. Материал по *N. nestoris* до препарирования представлял собой остатки левой передней конечности и части задней половины скелета, заключенных в двух плитах довольно плотного ракушника, в котором местами имеются в очень малом количестве включения глины. Кости расположены на поверхности плит, что говорит о расслаивании глыбы по плоскости залегания костей (рис. 1). На плите, в которой заключена левая передняя конечность, обнаружены: фрагмент лопатки, плечевая, лучевая и локтевая, карпальные и метакарпальные кости, отпечатки фаланг и их небольшие фрагменты (рис.1).

На другой плите сохранились составные части крестца, неполные правая и левая тазовые кости, фрагменты и отпечаток диафиза бедренной кости и первых четырех хвостовых позвонков. В результате проведенных исследований Ф.Ахундовым было установлено новое подсемейство тюленей: Nekromitinae, Achundov,1967 (Ахундов, 1960, 1962, 1963, 1967).

Каспийский тюлень издревле был источником пропитания древних людей, но в последние два столетия стал объектом варварского интенсивного истребления – промысловой добычи, вследствие которой в отдельные годы численность истребленных животных превышала 200 тыс. особей.

До сих пор было принято считать, что тюлени играли важную экономическую роль в жизни лишь народностей, населявших Арктику, которым принадлежит наиболее раннее в истории развития человечества освоение морского зверобойного промысла. Однако археологические раскопки, проведенные на территории Азербайджана, Ирана и Дагестана, показали, что на тюленя, обитающего в Каспийском море, охотились неандертальцы, еще начиная с каменного века (палеолита). Данные археологии, высказывания древних путешественников и историков свидетельствуют о том, что наши далекие предки на протяжении тысячелетий вели интенсивный морской промысел, разносторонне используя в своем хозяйстве сырье, получаемое от каспийского тюленя. Наиболее древние находки костных останков каспийского тюленя, связанные с деятельностью человека, известны в Иране и обнаружены недалеко от Тегерана на стоянке мустьерского возраста Биситун (Ранов,1978), правда наличие зуба каспийского тюленя среди трофеев неандертальцев скорее следует считать результатом случайного заноса племенами, мигрирующими от берегов Каспия вглубь Ирана. Бесспорное свидетельство промысла обнаружено в южном Азербайджане на берегу Каспия в пещере Али-Тепе. Исследованные культурные слои эпипалеолита на основе метода радиоуглеродного датирования разбиты на разновременные стадии. Стадия I возрастом 12400-12300 лет содержит остатки наземных млекопитающих, среди которых 60% принадлежат джейрану. На стадии II возрастом 12300-12000 лет хотя и превалируют остатки джейрана, но уже появляются кости тюленей. На стадии III (12000-11800 лет) – остатков тюленей нет. На стадии IVa возрастом 11800-11300 лет также нет остатков тюленей. На стадии IVb (11000 лет) остатки тюленей составляют 30% всей фауны, а остатки столь излюбленного объекта охоты древних алитепинцев – джейрана составляют всего лишь 10% (Ранов, 1978).

Продолжительный период добычи каспийского тюленя был зафиксирован недалеко от г.Баку на территории ныне широко известного Гобустанского заповедника со знаменитыми наскальными изображениями (петроглифами). Здесь археологами раскопаны стоянки человека, начиная от мезолита (X тыс. лет до н.э.) и кончая эпохой бронзы. В позднем мезолите вместе с многочисленными кремниевыми наконечниками стрел, дротиков и другими каменными изделиями найдено несколько десятков тысяч костей животных. Древние охотники и рыболовы Гобустана успешно охотились на быстроногих онагров, многочисленных джейранов, крупных, ныне совершенно вымерших первобытных быков-туров и многих других наземных животных. Среди костей найдено большое количество остатков каспийского тюленя (рис. 6) и рыб, преимущественно осетровых. Наскальные изображения содержат десятки искусно выполненных рисунков лодок (обшитых тюленьими шкурами) с гребцами. Все это доказательства существования древнейшего морского промысла. Несо-

мненно, тюлени добывались ради подкожного жира, а шкура – для изготовления одежды и подстилок в каменных убежищах. Еще большее значение зверобойный промысел приобрел у насельников Гобустана в эпоху неолита, датируемого VIII-VII тыс. лет до н.э., когда охота на тюленей в неолите производилась не только дротиками и гарпунами, но и ставными сетями, предназначенными для рыбной ловли. Об этом сообщают наскальные рисунки, реалистично изображающие попавшую в сеть гигантскую белугу.

При определении костного материала из археологических раскопок керамического неолита (Муганская эннеолит-неолитическая экспедиция. Алхантэпе – Джалилабад, IV тыс. до н.э.) (Axundov və b., 2011) на глубине 2.5-2.9 м наряду с костями домашних и диких животных обнаружены кости посткраниального скелета каспийского тюленя. Среди них оказалась и половая косточка (os baculum) сеголетки каспийского тюленя.

В эпоху ранней бронзы (III тыс. до н.э.) мы уже застаем в Гобустане древних земледельцев и скотоводов. В связи с переходом от присваивающего к производящему хозяйству, значение охоты резко падает, и среди костных остатков животных преобладают таковые различных домашних животных, но среди них неизменно присутствуют кости каспийского тюленя.

Тюлень был также объектом охоты в среднем и позднем периодах эпохи бронзы (II тыс. до н.э.) В Зоологическом институте РАН хранятся костные материалы, добытые Кругловым в 1941 г. при раскопках культурных слоев поселений второй половины II тысячелетия до н.э. у селения Каякент и Джемикент (Дагестан). Фрагменты костей из этих слоев светло-коричневой окраски. Заслуживают внимания факты добычи тюленей и обитания в этом районе джейранов и куланов (Верещагин, 1959)

Особенно много костей каспийского тюленя найдено в поселении эпохи раннего железа (I тыс. до н.э.), обнаруженного археологами в окрестностях сел. Шувелан. Древние жители Абшерона наряду с разведением крупного и мелкого рогатого скота занимались и охотой на джейранов и онагров. Есть основания думать, что тюлени традиционно ими добывались ради шкуры и жира, который использовался в светильниках. В последующие периоды на смену археологическим данным о промысле каспийского тюленя приходят письменные источники. Так, «отец истории» Геродот в своем знаменитом сочинении, написанном в середине I тыс. до н.э., повествует о том, что к востоку от реки Аракс на островах обитают люди, добывающие тюленей и использующие их шкуру для одежды. О промысле каспийского тюленя, распространенном у массагетов, говорит и Страбон: «Массагеты, живущие на островах, питаются ввиду отсутствия зерна для посева кореньями и дикорастущими плодами; одеждой им служит древесное лыко (ибо у них вовсе нет скота); для питья они употребляют сок плодовых деревьев. Болотные жители питаются рыбой и одеваются в шкуры тюленей, заходящих сюда с моря».

При раскопках средневековых слоев на территории дворца Ширваншахов в Баку, датируемых по керамике IX-XIII веками н.э., в кухонных отбросах наряду с костными остатками джейрана, онагра, лисицы и домашних животных присутствуют 4 кости тюленей.

Азербайджанский географ XIV века Абд ар-Рашид Бакуви приводит интересные сведения о том, что на островах близ Баку жители города охотились на тюленей. Из шкуры добытых зверей изготавливали мешки для перевозки нефти в другие страны Ближнего Востока. Использовали и тюлений жир, который употреблялся в светильниках для освещения.

Рис. 8. Кости каспийского тюленя (музей Гобустанского заповедника)

Об использовании жира тюленей вместо масла в светильниках пишет и венецианский путешественник Амброзио Константарина, записки которого были опубликованы в 1473 г. Кроме того, Константарина сообщает об использовании жителями Баку и его окрестностей жира каспийского тюленя в качестве лекарственного средства, в частности для втирания в шкуру верблюдам. Отсюда мы видим, что тюлений жир, как и абшеронская нефть, в XV веке использовался для лечения кожных заболеваний домашних животных и в частности верблюдов – важного транспортного средства передвижения той эпохи.

Таким образом, каспийский тюлень, начиная с древнекаменного века, был постоянным объектом охоты. Особенно много материалов, свидетельствующих о промысле этого зверя, оставили жители Абшеронского полуострова, в том числе города Баку. Каспийский тюлень использовался в качестве одежды (шкура), масла для светильников (жир), в качестве сосудов для перевозки абшеронской нефти (мешки из шкуры), как лекарственное средство при кожных повреждениях и заболеваниях вьючных животных (сало).

Может показаться странным, что при исторически длительном и массовом использовании каспийского тюленя не обнаружены следы обжига на костре и фрагментации костей, присутствующих почти всегда, когда промышленный зверь используется в пищу. Обожженные и фрагментированные кости тюленей встречаются в других регионах с дошельского палеолита (I млн. лет) до позднего средневековья включительно. Однако сведений об использовании в пищу каспийского тюленя нет как у путешественников, так и историков, посетивших в разное историческое время Абшеронский полуостров, тогда как археологические и этнографические данные свидетельствуют о том, что жители береговой полосы севера Евразии добывали в основном тюленей для питания, а также для пошива одежды и обшивки жилищ и лодок.

Этот феномен можно объяснить тем, что в Азербайджане вплоть до позднего средневековья на всем протяжении кромки Каспия и в прилегающих степных просторах в изобилии обитали стада куланов, джейранов и других крупных копытных, во вкусовом отношении несравнимо превосходящих каспийского тюленя и полностью обеспечивающих пищевые потребности населения.

Первая публикация по массовому промыслу каспийского тюленя на территории Азербайджана принадлежит Н.К.Верещагину (1938), в ней приводятся краткие сведения об экскурсии вдоль северного побережья Абшеронского полуострова (Пиршаги, Бузовна, Шувелан): « …в марте, апреле и мае можно часто видеть трупы этих крупных водных млекопитающих, выброшенные на берег. Это – тюлени, погибшие преимущественно в северных частях Каспия от разных причин: подбитые промышленниками, раздавленные льдами, задохшиеся подо льдом и т.п. Тюлень, по словам рыбаков и зверобоев, держится в течение круглого года и близ Абшерона. Вопреки прежним сведениям Н.Я.Динника и К.А.Сатунина, здесь также происходит щенка (рождение детёнышей). Большое количество тюленей бывает у полуострова два раза в году: весной – в апреле-мае и осенью – в октябре-ноябре. Значительное количество тюленей наблюдается в море в июле-августе на широте острова Жилого.

Залежки тюленей бывают расположены на мелких островах между островом Артёма и Жилым. Наиболее многочисленны лежбища на острове Урунос и на Шаховой косе. Спариваясь в феврале-марте в северо-восточных частях Каспия, тюлени откочёвывают в южные части моря и мечут детёнышей вновь на льдах в январе следующего года. Щенков рождается по одному, редко по два. В течение двух недель детеныш имеет белую пушистую шкурку и называется бельком, а затем линяет, отращивая жесткую серую шерсть. По данным С.В.Дорофеева и С.Ю.Фреймана, тюлени питаются в зимнее время бычками, атеринками, бокоплавами и моллюсками. К.А.Сатунин отмечает также питание бычками в летнее время, когда тюлени объедаются ими иногда до смерти. Каспийские тюлени достигают длины тела в 140-150 см при весе до 90 кг.

Основной фон окраски взрослых тюленей – соломенно-жёлтый с серой пятнистостью. Молодые до двухлетнего возраста имеют пепельно-серую окраску.

Главный промысел тюленя происходит на льдах северных частей Каспия, где добывается около 100-116 тысяч штук. На островах Апшеронского архипелага тюленя бьют весной и осенью в количестве до 10 000 в год. Промысел производится при помощи багров и дубинок на береговых залежках. Применяется также стрельба из винтовок по одиночным тюленям. Шкура снимается вместе с толстым слоем жира. Забой тюленя по годам в районе Шаховой косы, островов Жилого и Свиного представлен цифрами: 1935 г. – 14 809; 1936 г. – 11 321; 1937 г. – 7 188. Учитывая значительную техническую ценность сала и шкур тюленя, нужно признать, что он является самым важным промысловым млекопитающим Апшерона.» (Верещагин, 1938).

В наши дни каспийский тюлень единственное эндемическое млекопитающее Каспия и, к сожалению, его популяция находится в критическом состоянии. Численность его упала с 1.5-2

млн. особей в начале 19 века до 105 тыс. особей в настоящее время. Он включен в Международную Красную Книгу (МСОП), а также в Красную Книгу Прикаспийских Государств (Азербайджан, Иран, Казахстан, Россия, Туркменистан).

За последние 20 лет изучены причины такого резкого уменьшения численности этого уникального животного и в настоящее время разрабатываются программы и мероприятия по увеличению его численности.

Максимальная продолжительность жизни каспийского тюленя установлена нами в 50 лет (Эйбатов, 1976), половая зрелость у самок наступает к 7-8 годам, а у самцов в 8-9 лет.

Физическая зрелость у каспийского тюленя наступает в возрасте 18-22 лет.

Климактерический период начинается в 30-32 года. И только у одной особи в возрасте 34 лет был обнаружен эмбрион.

Старческие изменения (остеохондроз, остеопороз, деформирующий артроз, фрагментация корней зубов) проявляются в 28-32 года (Гаджиев, Эйбатов, 1995).

Максимальные размеры каспийского тюленя – 150 см (зоологическая длина), вес – 100-104 кг.

Погружаются (ныряют) тюлени на глубину более 200 м и могут находиться под водой за счет миоглобина до 20 минут. Нахождение под водой 30-35 минут приводит к гибели особи.

Начиная с 90-х годов XX века, из-за нерегулируемого отлова рыбы по всему Каспию резко увеличилась гибель тюленей в сетях, применяемых для отлова как осетровых, так и частиковых рыб. В настоящее время основная причина массовой гибели тюленей на Каспии – сетевой отлов тюленей во время весенних и осенних миграций. Также было установлено, что практически во всех прикаспийских государствах существует нелегальный промысел тюленей. В Российской акватории Каспия помимо лицензионного промыслового отлова в Дагестане осуществляется нелегальный массовый промысел (более 10 тыс. тюленей) и коммерческая утилизация тюленей. Стоимость шкурки сиваря на черном рынке достигает 2 000 долларов, а тюленьего жира – 15-20 долларов за 1 л. Негативное влияние на численность каспийского тюленя оказал вселённый из Черного моря гребневик. Этот организм, активно питающийся планктоном, резко сократил численность килек – основной объект питания каспийского тюленя. Также в последние годы резко усилилось загрязнение Каспия ядохимикатами и бытовыми отходами. Урбанизация побережья и нефтедобыча резко повысила фактор беспокойства тюленей, что привело к утрате лежбищ в азербайджанской акватории Каспия.

Многолетние мониторинговые исследования динамики численности и возрастно-полового состава выбросов трупов каспийского тюленя на северном побережье Абшеронского полуострова (уникальном кладбище каспийского тюленя) позволили установить зависимость числа выбросов от общего количества тюленей в Каспии. Также обнаружена взаимосвязь этой динамики с эпидемиями, которым подвергся каспийский тюлень (Рис. 9).

Рис. 9. Итоги 50-летнего мониторинга динамики выбросов трупов тюленей на северном побережье Абшеронского полуострова

Предлагаем следующие рекомендации по спасению популяций тюленей Каспия:

1. Повсеместное запрещение промысла каспийского тюленя.

2. Усиление надзора и искоренение браконьерского отлова осетровых и частиковых рыб.

3. Координация исследований по всей акватории Каспия, согласованных со всеми прилегающими странами: Россия-Казахстан-Туркмения-Иран-Азербайджан и международными экологическими организациями.

4. Обращение к правоохранительным органам с целью прекращения уничтожения тюленей на острове Чилов и введение контроля за отловом тюленей на Нефт Дашлары (Нефтяные Камни) и в других нефтепромысловых районах.

5. Запрещение отлова рыбы в местах массовых миграций и скоплений тюленей.

6. Организация передач на телевидении и привлечение других средств массовой информации, а также общественных (НПО) и учебных организаций с целью пропаганды мероприятий по охране и защите каспийского тюленя.

7. Усиление контроля за канализационными стоками, сбросами ядохимикатов (в первую очередь ДДТ) и токсичных металлов в реки и море.

8. Разработка различных видов прививок для тюленей от инфекционных заболеваний, в первую очередь против вируса собачьей чумки и собачьей кори.

9. Усиление через Министерство Экологии контроля за нефтедобывающими организациями на Каспии, с тем чтобы сейсморазведка, буровые и эксплуатационные работы проводились с учётом миграционных особенностей тюленей.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев А.К. Тюлени в сарматских отложениях Юга СССР. Журнал научно-исследовательских кафедр в Одессе, Т. I, No. 5, 1924a, с. 26-34.

Алексеев А.К. Тюлени в сарматских отложениях Юга СССР. Журнал научно-исследовательских кафедр в Одессе, Т. I, No. 10-11, 1924b, с. 201-205 .

Алексеев А.К. Тюлени в сарматских отложениях Юга СССР. Журнал научно-исследовательских кафедр в Одессе, Т. II, No. 4, 1926, с.140-143.

Антонюк А.А. Количественные характеристики позвонков в позвоночнике ластоногих. Труды атлантического научно-исследовательского института рыбного хозяйства, Калининград, Т. 39, 1971, с. 317-322.

Антонюк А.А. Сравнительная морфология осевого скелета тюленей рода Pusa. Тезисы докладов V Всесоюзного Совещания по морским млекопитающим, Т. 2, Махачкала, 1972, с. 24-26.

Антонюк А.А. Сравнительно-анатомическое изучение позвоночника ластоногих. Труды Тихоокеанского института рыбного хозяйства, Владивосток, Т.17, 1970, с. 87-95.

Асланова С.М. Перикишкюльская фауна высших позвоночных майкопской свиты. Автореферат на соискание ученой степени кандидата биологических наук. Баку, 1969, 22 с.

Асланова С.М. Тюлень из нижнемиоценовых отложений Азербайджана. Доклады АН Азерб. ССР, Т. XXI, No. 6, 1965, с. 46-48.

Ахундов Ф.М. Necromites nestoris – представитель нового подсемейства (Nekromitinae) настоящих тюленей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биологических наук Баку, 1967, 31 с.

Ахундов Ф.М. Морфологические отличия Necromites nestoris от семейства Semantoridae Mammalia, Pinnipedia). Изв. АН Азерб. ССР, сер. геол.-геогр. наук и нефти, No. 3, 1963, с. 9-14.

Ахундов Ф.М. Краткий очерк истории изучения ископаемых ластоногих на территории СССР. Ученые записки Азербайджанского Гос.Университета, сер. Биол. наук, No. 4, 1962, с. 51-58.

Ахундов Ф.М. Некоторые данные о своеобразном представителе Necromites nestoris Bog. отряда ластоногих. Изв. АН Азерб. ССР, сер. геол.-геогр. наук, No. 1, 1960, с. 73-86.

Богачев В.В. Тюлень в миоцене Каспийского бассейна. Известия Азербайджанского гос. университета, Отделение

REFERENCES

Akhundov F.M. A brief outline of the history of the study of fossil pinnipeds on the territory of the USSR. News of Azerbaijan State University, ser. Biol. Science, No. 4. 1962, pp. 51-58 (in Russian).

Akhundov F.M. Morphological differences between Necromites nestoris and the family Semantoridae (Mammalia, Pinnipedia). Proceedings of AS of Azerb. SSR, ser. geol.-geogr. Izv. AN Azerb. SSR, ser. geol.-geogr. sciences and oil, No. 3, 1963, pp. 9-14 (in Russian).

Akhundov F.M. Necromites nestoris – a representative of a new subfamily (Nekromitinae) of real seals. Abstract of a dissertation for a scientific degree candidate of biological sciences, Baku, 1967, 31 p. (in Russian).

Akhundov F.M. Some data on a peculiar representative of Necromites nestoris Bog. order of pinnipeds. Proceedings of AS of Azerb. SSR, ser. geol.-geogr. sciences, No.1, 1960, pp. 73-86 (in Russian).

Akhundov T., Almammadov X., Veliyev S., Makhmudova V., Rahmanov A., Eybatov T., Guluzadeh N. Mugan Neolithic-Eneolithic Expedition's 2010 Field Studies (Jalilabad District). ANAS Archaeology and Ethnography İnstitutu. Archaeological Research in Azerbaijan. Baku, 2011, pp. 46-51 (in Azerbaijani).

Alekseev A.K. Seals in the Sarmatian deposits of the South of the USSR. Journal of Scientific Research departments in Odessa, Vol. 1, No. 5, 1924a, pp. 26-34 (in Russian).

Alekseev A.K. Seals in the Sarmatian deposits of the South of the USSR. Journal of Scientific Research departments in Odessa, Vol. I, No. 10-11, 1924b, pp. 201-205 (in Russian).

Alekseev A.K. Seals in the Sarmatian deposits of the South of the USSR. Journal of Scientific departments in Odessa, Vol. II, No. 4, 1926, pp. 140-143 (in Russian).

Antonyuk A.A. Comparative anatomical study of the pinnipeds spine. Proceedings of the Pasific Institute of Fisheries. Vladivostok, Vol. 17, 1970, pp. 87-95 (in Russian).

Antonyuk A.A. Comparative morphology of the seals axial skeleton of the genus Pusa. Abstracts of reports of the V All-Union Conference on Marine Mammals, Vol. 2, Makhachkala, 1972, pp. 24-26 (in Russian).

Antonyuk A.A. Quantitative characteristics of the vertebrae in the pinnipeds spine. Proceedings of the Atlantic Fisheries Research Institute, Kaliningrad, Vol. 39, 1971, pp. 317-322 (in Russian).

Aslanova S.M. Perikishkul fauna of superior vertebrates of the Maikop Formation. Abstract of PhD dissertation, Baku,

естествознания и медицин, Т. 6, 1927б, с. 135-148.

Богачев В.В. Тюлень миоценового Каспийского бассейна. Азербайджанское нефтяное хоз-во, No. 1, 1927а, с. 61.

Бурчак-Абрамович Н.И. Эльдарская рекогносцировочная палеонтологическая экспедиция. Труды Естественно-исторического музея им. Г.Зардаби АН Азерб. ССР, в. VIII,1954, с. 14-49.

Верещагин Н.К. Краткая информация по посещению тюленями территории Азербайджана – главным образом островов Апшеронского архипелага. В кн.: Животный мир Азербайджана. Изд-во АН Аз. ССР. Баку, 1951, с. 96-97.

Верещагин Н.К. Млекопитающие Кавказа. История формирования фауны. Изд-во АН СССР. Москва-Ленинград, 1959, 704 с.

Верещагин Н.К. Тюлень Каспийский или нерпа-foq (Phoca caspika Gmel.*).* В *сб.:* Млекопитающие Апшеронского полуострова, Изд-во АзФАН. Баку, 1938, 34 с.

Гаджиев Д.В. Некоторые итоги изучения ископаемых позвоночных животных в Азербайджане. Материалы Объединенной научной сессии, посвященной XL-летию основания Азербайджанского Палеонтологического Общества. Nafta-Press. Баку, 1999, с. 61-72.

Гаджиев Д.В. Материалы по ископаемым тюленям юга СССР. Морские млекопитающие. Тезисы докладов VII Всесоюзного совещания, г. Симферополь, 20-23 сентября 1978 г., с. 74-75.

Гаджиев Д.В. Половой диморфизм в строении крестцовых костей каспийского тюленя. В: Фауна и Экология наземных животных Кура-Араксинской низменности и Малого Кавказа. Баку, 1982, с. 90-95.

Гаджиев Д.В. Эльдарская верхнесарматская гиппарионовая фауна. Элм. Баку, 1997, с. 344.

Гаджиев Д.В., Ахундов Ф.М. Краткий обзор местонахождений позвоночной фауны в отложениях апшеронского яруса Азербайджана. Вопросы палеонтологии стратиграфии Азербайджана. Элм. Баку, 1976, с. 173-180.

Гаджиев Д.В.,Эйбатов Т.М. Морфология зубного аппарата ластоногих. Элм. Баку, 1995, 174 с.

Корецкая И.А. Современное состояние систематики миоценовых тюленей семейства Phocinae Северного Причерноморья. В сб. тез. док. IX Всесоюз. Совещ.: Морские млекопитающие, Архангельск,1986, с. 206-207.

Орлов Ю.А. Об остатках примитивного ластоногого из неогена Западной Сибири. Доклады АН СССР, No. 3, 1931, с. 67-70.

Ранов В.А. Палеолит переднеазиатских нагорий. В.кн.: Палеолит ближнего и среднего востока. *Т.2 (*серия «Палеолит мира»), Наука. Ленинград, 1978, с. 68-84.

Чапский К.К. К вопросу об истории формирования каспийского и байкальского тюленей. Труды Зоологического ин-та АН СССР, Т. XVII, 1955, с. 200-216.

Эйбатов Т.М. Естественная продолжительность жизни каспийского тюленя. Зоол. Журнал, Т. 55, вып. 12, 1976, с.1893-1896.

Эйхвальд Э.И. Палеонтология России. Новый период. Санкт-Петербург, 1850, 284 с.

Axundov T., Almamədov X., Vəliyev S., Mahmudova V., Rəhmanov A,. Heybətov T., Quluzadə N. **"**Muğan neolit-eneolit Ekspedisiyası"nın 2010-cu ildə gördüyü çol tədqiqatları (Cəlilabad rayonu). AMEA Arxeologiya və etnoqrafiya İnstitutu. Azərbaycanda Arxeoloji tədqiqatlar, Bakı, 2011, s. 46-51.

Підоплічка І.Г. Ельдарсыка палеонтологічна експедіція музею Грузіі АН УРСР. Вісті АН УРСР, 1938, No. 8, с. 8-19.

Koretsky I.A., Ray C.E. Cryptophoca, new genus for Phoca maeotica (Mammalia: Pinnipedia: Phocinae) from Upper Miocene deposits in the Northern Black Sea region. Proceeding of the Biological Society of Washington, Vol. 107, 1994, pp. 17-26.

1969, 22 p. (in Russian).

Aslanova S.M. Seal from the Lower Miocene deposits of Azerbaijan. Reports of the Academy of Sciences of the Azerb. SSR, Vol. XXI, No. 6, 1965, pp. 46-48 (in Russian).

Bogachev V.V. Seal in the Miocene of the Caspian basin. News of Azerbaijan state university, Department of Natural Science and Medicine, Vol. 6. 1927b, pp. 135-148 (in Russian).

Bogachev V.V. Seal of the Miocene Caspian Basin. Azerbaijan oil industry, No. 1, 1927a, p. 61 (in Russian).

Burchak-Abramovich N.I. Eldar paleontological reconnaissance expedition. Proceedings of the Museum of Natural History named after Zardabi of the Academy of Sciences of the Azerb. SSR, Vol. VIII, 1954, pp. 14-49 (in Russian).

Chapsky K.K. On the history of the formation of the Caspian and Baikal seals. Proceedings of the Zoological Institute, Academy of Sciences of the USSR, 1955, Vol. XVII, pp. 200-216 (in Russian).

Eikhvald E.I. Paleontology of Russia. New period. St. Petersburg. 1850, 284 p. (in Russian).

Eybatov T.M. Natural lifespan of the Caspian seal. Zool. Journal, Vol. 55, No. 12. 1976, pp. 1893-1896 (in Russian).

Gadzhiev D.V. Eldar Upper Sarmatian hipparion fauna. Elm. Baku, 1997, 344 p. (in Russian).

Gadzhiev D.V. Some results of the study of fossil vertebrates in Azerbaijan. Materials of the Joint Scientific Session dedicated to the XL anniversary of foundation Azerbaijan Paleontological Society. Nafta-Press. Baku, 1999, pp. 61-72 (in Russian).

Gadzhiev D.V. Materials on fossil seals in the south of the USSR. Marine mammals. Abstracts of the VII All-Union Conference, Simferopol, September 20-23, 1978, pp. 74-75 (in Russian).

Gadzhiev D.V. Sexual dimorphism in the structure of the sacral bones of the Caspian seal. Fauna and Ecology of terrestrial animals of the Kura-Araks lowland and Lesser Caucasus. Baku, 1982, pp. 90-95 (in Russian).

Gadzhiev D.V., Akhundov F.M. A brief overview of the locations of the vertebral fauna in the sediments of the Absheron stage of Azerbaijan. Issues of paleontology and stratigraphy of Azerbaijan. Elm. Baku, 1976, pp. 173-180 (in Russian).

Gadzhiev D.V., Eybatov T.M. Morphology of the dental apparatus of pinnipeds. Elm. Baku, 1995, 174 p. (in Russian).

Koretskaya I.A. The current state of taxonomy of the Miocene seal family Phocinae of the Northern Black Sea Region. In Abstracts of the IX All-Union conference: Marine mammals, Arkhangelsk, 1986, pp. 206-207 (in Russian).

Koretsky I.A. Morphology and systematics of Miocene Phocinae (Mammalia: Carnivora) from Paratethys and the North Atlantic region. Geologica Hungarica, Vol. 54, 2001, 109 p.

Koretsky I.A. Ray C.E. Cryptophoca, new genus for Phoca maeotica (Mammalia: Pinnipedia: Phocinae) from Upper Miocene deposits in the Northern Black Sea region. Proceeding of the Biological Society of Washington, Vol. 107, 1994, pp. 17-26.

Nordmann A.D. Palaeontology of Southern Russia. Helsingfors. 1858, 360 p. (in German).

Orlov Y.A. On the remains of primitive pinnipeds from the Neogene of Western Siberia. Reports of the USSR Academy of Sciences, No. 3, 1931, pp. 67-70 (in Russian).

Orlov Y.A. Semantor macrurus (ordo Pinnipedia, fam. Semantoridae fam. nova.) from the Neogene deposits of western Siberia. Proceedings of the Paleontology Institute of the Academy of Sciences of the USSR, Vol. 2, 1933, pp. 165-268 (in German).

Peters K.F. Phoca pontica Eichw. near Vienna. Proceedings of the Mathematical and Natural Sciences, Class 1, Academy Sciences in Vienna, Vol. 55(2), 1867, pp. 110-112 (in German).

Pidoplichka İ.G. Eldarsyka paleontological expedition to the Georgian Museum of the Academy of Sciences of the URSR. Visti AN URSR, No. 8, 1938, pp. 8-19 (in Ukrainian).

Ranov V.A. Paleolithic of the anterior Asian highlands. Paleolith-

Koretsky I.A. Morphology and systematics of Miocene Phocinae (Mammalia: Carnivora) from Paratethys and the North Atlantic region. Geologica Hungarica, Vol. 54, 2001, 109 p.

Nordmann A.D. Palaeontologie Südrusslands. Helsingfors: 1858, 360 p.

Orlov J.A. Semantor macrurus (ordo Pinnipedia, fam. Semantoridae fam. nova.) from the Neogene deposits of western Siberia. Proceedings of the Paleontology Institute of the Academy of Sciences of the USSR, Vol. 2, 1933, pp. 165-268.

Peters K.F. Phoca pontica Eichw. bei Wien. Sitzungsberichte mathematisch-naturwissenschaftlichen Klasse 1, Akademie Wissenschaften zu Wien, Vol. 55(2), 1867, pp. 110-112.

Toula F. Phoca vindobonensis n. sp. von Nussdorfin Wien. Beiträge zur Paläontologie und Geologie Österreich-Ungarns und des Orients. Mittheilungen des Paläontologischen Instituts der Universität Wien, Vol. 11 (2), 1897, pp. 47-70.

ic of the Near and Middle East. T.2. (Paleolithic of the world series). Leningrad, Science. 1978, pp. 68-84 (in Russian).

Toula F. Phoca vindobonensis n. sp. from Nussdorfin Vienna. Contributions to the palaeontology and geology of Austria-Hungary and the East. News of the Palaeontological Institute of the University of Vienna, Vol. 11 (2), 1897, pp. 47-70 (in German).

Vereshchagin N.K. Brief information on visiting the territory of Azerbaijan by seals – mainly the islands of the Absheron archipelago. In: The fauna of Azerbaijan. Publishing house AS Az. SSR. Baku, 1951, pp. 96-97 (in Russian).

Vereshchagin N.K. Caspian seal or seal-foq (Phoca caspika Gmel.). In: Mammals of the Absheron Peninsula. Publishing house AzFAN. Baku, 1938, 34 p. (in Russian).

Vereshchagin N.K. Mammals of the Caucasus. The history of Fauna formation. Publishing house of the AS of the USSR. Moscow-Leningrad, 1959, 704 p. (in Russian).

ИСКОПАЕМЫЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ЛАСТОНОГИЕ АЗЕРБАЙДЖАНА

Эйбатов Т.М., Гаджиев Д.В.
Естественно-исторический музей НАНА
AZ1006, Азербайджан, Баку, ул. Лермонтова, 17 (3): *t_eybatov@mail.ru*

Резюме. В статье дается общая картина распространения и история изучения ископаемых и современных ластоногих, обнаруженных на территории Азербайджана и сопредельных стран. Установлено наличие на территории республики ископаемых представителей 2-х семейств (Semantoriidae и Phocidae), трех подсемейств (Nekromitinae, Monachinae и Phocinae); 3 родов и 5 видов ископаемых ластоногих: 1) Phoca sp.; 2) Monachopsis pontica; 3) Phoca procaspica; 4) Phoca meoticum; 5) Nekromithes nestoris; 6) Phoca caspica. Описываются ископаемые ластоногие, фрагменты которых извлечены из брекчии грязевого вулкана Локбатан, единственного действующего грязевого вулкана, который периодически выбрасывает на поверхность костные останки ластоногих и китообразных. Также приводятся результаты археозоологических исследований, выявивших использование шкуры и жира каспийского тюленя в быту и хозяйстве, начиная с верхнего палеолита и до настоящего времени. Показано, что шкура каспийского тюленя использовалась для пошива одежды, обшивки разборных лодок (наскальные петроглифы Гобустана), как тара (мешки) для перевозки абшеронской нефти; жир – для светильников; сало – как лекарственное средство при лечении кожных повреждений и заболеваний вьючных животных. Кратко освещается современное состояние популяции каспийского тюленя и причины его резкого сокращения. Приводятся результаты полувековых летних мониторинговых исследований динамики численности выбросов трупов тюленей на северном побережье Абшеронского полуострова (уникального кладбища каспийского тюленя) и ее взаимосвязь с численностью тюленей в Каспии. Анализ динамики выбросов трупов позволяет констатировать постепенное увеличение численности тюленей после их массового вымирания в 1997 и 2000 гг. вследствие эпидемии, вызванной вирусами собачьей чумки или собачьей кори. Представлены рекомендации по спасению популяции каспийского тюленя.

Ключевые слова*: ластоногие, архезоология, грязевые вулканы, каспийский тюлень, мониторинг смертности, рекомендации по спасению популяций*

AZƏRBAYCANIN FOSİL VƏ MÜASİR PƏRAYAQLILARI

Eybatov T.M., Hacıyev D.V.
AMEA Təbiət Tarixi Muzeyi
AZ1006 Azərbaycan, Bakı şəh. Lermontov küç. 3: t_eybatov@mail.ru

Xülasə. Məqalədə Azərbaycan və qonşu dövlətlər ərazisində tapılan fosil və müasir pərayaqlıların yayılması və öyrənilmə tarixi ilə bağlı ümumi məlumat verilir. Respublikamızın ərazisində iki fəslə (Semantoriidae və Phocidae) 3 yarımfəslə (Nekromitinae, Monachinae və Phocinae),4 cins və 5 növ fosil pərayaqlılar: 1 Phoca sp. 2. Monachopsis pontica 3. Phoca procaspica 4.Phoca meoticum. 5. Nekromithes nestoris 6. Phoca caspica. nümayəndələrinin mövcudluğu təstiqləndi.

Lökbatan palçıq vulkanının brekçiyasından, suitilərin və balinaların skelet qalıqlarını vaxtaşırı çıxaran yeganə aktiv palçıq vulkanının qalıqları təsvir edilmişdir.

Üst paleolitdən indiyədək Xəzər suitisinin təsərrüfat məqsədləri üçün istifadəsi ilə bağlı arxeozooloji tədqiqatların nəticələri də təqdim olunur.

Göstərilmişdir ki, Xəzər suiti (dərisindən) paltar, yığılan qayıqlar üçün dəri (Qobustan qaya petroqlifləri), çıraqlar üçün yağ, Abşeron neftinin daşınması üçün (dəri kisələri), insan dərisi zədələrinə dərman kimi istifadə edilmişdir və heyvan xəstəlikləri üçün dərman kimi istifadə edilmişdir.

Xəzər suitilərinin sayının hazırkı vəziyyəti və onun kəskin azalmasının səbəbləri qısa şəkildə işıqlandırılır. Abşeron yarımadasının şimal sahillərində (Xəzər suitilərinin nadir qəbiristanlığı) atılan suiti cəsədlərinin sayının dinamikasının və onun Xəzərdəki suitilərin sayı ilə əlaqəsinin 50 illik monitorinq tədqiqatının nəticələri təqdim olunub. Cəsəd tullantılarının dinamikasının təhlili 1997 və 2000-ci illərdə distemper virusunun və ya qızılcanın səbəb olduğu epidemiya nəticəsində suitilərin kütləvi məhvindən sonra, onların sayının tədricən artdığını bildirməyə imkan verir. Xəzər suitisi populyasiyasının xilas edilməsi üçün tövsiyələrin siyahısı təqdim olunur.

Açar sözlər: *Pərayaqlılar, arxezoologiya, palçıq vulkanları, Xəzər suitisi, ölüm hallarının monitorinqi, xilasetmə tövsiyələri*

ANAS Transactions Earth Sciences 1 / 2022

http://www.journalesgia.com

ОБЪЕКТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО НАСЛЕДИЯ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Ибрагимов В.Б., Кенгерли И.Т.

Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана
AZ1143, г.Баку, просп. Г.Джавида, 119: ibrahimov.vb@gmail.com

GEOLOGICAL HERITAGE SITES IN THE LEGISLATION OF THE AZERBAIJAN REPUBLIC

Ibrahimov V.B., Kangarli I.T.
Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan National Academy of Sciences
119 H.Javid Ave, Baku, Azerbaijan, AZ1143: ibrahimov.vb@gmail.com

Keywords: *Law of the Azerbaijan Republic "On Subsoil", Law of Azerbaijan Republic "On Specially Protected Natural Areas and Objects", environmental regulations, subsoil plots, geological heritage sites*

Summary. The paper discusses environmental legal aspects of the Law of the Azerbaijan Republic "On Subsoil" (Part 1, Art. 7, 25). It identifies the terminological errors made in these norms, and, through comparing the norms with the provisions of other environmental regulations, proposes ways of error elimination. With the view to harmonize Azerbaijan legislation with the provisions of international environmental law, authors propose revising the conceptual basis of the "Law on Subsoil" by introducing the term "Geological heritage sites" instead of the term "specially protected geological objects". Providing explanation of the newly proposed term, the paper suggests new versions of the respective norms to be revised as *de lege ferenda*. The paper also reviews the Law of Azerbaijan Republic "On Specially Protected Natural Areas and Objects", and singles out a gap in the definition of the concept of "specially protected natural areas" (Part 1, Article 1). As per the authors' opinion, these gaps could have emerged due to the absence of the term "plots of the subsoil" and failure to include such plots from the scope of coverage of the discussed law. In order to fill in the identified gap, the authors suggest new definitions of terms "specially protected nature territories" and "conservative protection of subsoil", to be introduced to the Law on the basis of *de lege ferenda*.

© 2022 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Охрана недр (при более широком подходе – рациональное использование и охрана недр) является одним из основных институтов горного права (Сидоров, 2019). Под охраной недр В.Д.Мельгунов (Мельгунов, 2017) понимает «совокупность мероприятий, определенных нормативными правовыми актами и техническими проектами по использованию недр, обеспечивающих в интересах нынешнего и будущих поколений состояние защищенности недр и их ресурсов от возможного вреда».

Различают два вида охраны недр (Башмаков и др., 1976). Первый вид – это так называемая *опосредованная охрана недр*, включающая комплекс превентивных и восстановительных мероприятий, направленных соответственно на предотвращение опасностей и угроз, возникающих в результате негативного воздействия операций по недропользованию на окружающую среду и человека, и восстановление техногенно нарушенных участков природной среды после прекращения, приостановления или ограничения этих операций в установленном порядке (Ибрагимов, 2015а). Второй вид – это *консервативная охрана недр*, которой соответствует один из основных видов пользования недрами в ч.1 ст.7 Закона Азербайджанской Республики от 13 февраля 1998 г. №439-IQ «О недрах» (далее – Закон АР о недрах), – образование особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, лечебно-оздоровительное значение (научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости). Такая трактовка консервативной охраны недр, заимствованная из ч.1 ст.6 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 г. №2395-1 «О недрах (далее – Закон РФ о недрах) без должного критического анализа, вызывает определенные сомнения (как в терминологическом, так и содержательном плане) с позиций эко-

логического права и законодательства. Поэтому анализ ее различных аспектов был выбран нами в качестве предмета обсуждения в настоящей статье.

Понятийный аппарат Закона АР о недрах (термины, понятия, дефиниции)

«Развитие права всегда сопряжено с обсуждением и формированием терминологии. Право как регулятор человеческого поведения тем эффективнее выполняет свою роль, чем более верно концептуально и лингвистически выражены его констатации, предписания, дозволения и запреты. Необходимость осмысления юридической терминологии существует всегда, но ее значение повышается в периоды, когда происходят существенные структурные изменения в праве, обусловленные историческими потребностями. В эти периоды приходится особенно тщательно обдумывать и смысл происходящих перемен, и значение сопутствующих им терминологических преобразований» (Колбасов, 1999). Это суждение известного российского юриста-эколога как нельзя лучше характеризует современное состояние понятийно-терминологической базы законодательства о недрах, в которой, как будет показано ниже на конкретных примерах, очень легко «заблудиться» из-за неточностей, нечетких определений и необъяснимой подмены одних терминов другими (Перчик, 2007).

В связи с этим вернемся к формулировке упомянутой выше эколого-правовой нормы (ч.1 ст.7 Закона АР о недрах) и для удобства и большей наглядности последующего анализа условно разделим ее на две части: 1) образование особо охраняемых геологических объектов (ООГО), имеющих научное, культурное, эстетическое, лечебно-оздоровительное значение; 2) научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости.

1. Начнем анализ с части 1, где перечислены (после слова «имеющих») критерии значимости ООГО, и сопоставим их с аналогичными критериями, приведенными в некоторых законодательных актах экологического законодательства АР (сведены ниже в таблицу 1), – Законе АР от 8 июня 1999 г. №678-IQ «Об охране окружающей среды» (далее – Закон об охране окружающей среды), Законе АР от 24 марта 2000 г. №840-IQ «Об особо охраняемых природных территориях и объектах» (далее – Закон об особо охраняемых природных территориях), Земельном кодексе АР от 25 июня 1999 г. №695- IQ (далее – Земельный кодекс) и Водном кодексе АР от 26 декабря 1997 г. №418- IQ (далее – Водный кодекс).

Сравнительно-правовой анализ критериев значимости ООГО (ч.1 ст.7 Закона АР о недрах) и других природных объектов/территорий (см. табл. 1) показал несогласованность изложения соответствующих эколого-правовых норм, содержащих эти критерии, и многообразие (множественность) используемых терминов, обозначающих их. Напомним в связи с этим положения Конституционного закона АР от 21 декабря 2010 г. №21-IV KQ «О нормативных правовых актах», согласно которым:

- как система нормативных правовых актов (НПА) в целом, так и отдельные НПА должны обладать свойством *внутренней согласованности* (ст.6, ст.25.1), в том числе в части используемой терминологии;
- при изложении правовых норм НПА следует избегать (ст.25.2) «…дублирования нормативных предписаний и их *множественности по одному и тому же вопросу*» (в нашем случае: по вопросу критериев значимости природных объектов и территорий. – Авт.);
- «термины и понятия, используемые в тексте нормативного правового акта, должны быть понятными и однозначными» (ст. 25.5), при этом «одни и те же термины должны употребляться в одном значении и *иметь единую форму*» (ст.54.2).

Таблица 1

Критерии значимости природных объектов в некоторых законодательных актах экологического законодательства Азербайджанской Республики

Критерии значимости	Законодательный акт
особое экологическое, научное, культурное, эстетическое и оздоровительное значение	Закон об охране окружающей среды (п.1 ст.62)
особое экологическое, научное, культурное, эстетическое и оздоровительное значение	Закон об особо охраняемых природных территориях (ч.1 ст.1)
особое природоохранное, научное, культурно-историческое, эстетическое, туристическое, рекреационное, оздоровительное и иное ценное значение	Земельный кодекс (п.1 ст.24)
особое природоохранное, научное, историческое, культурное и эстетическое значение	Водный кодекс (ч.1 ст.74)

С целью обеспечить соответствие указанным требованиям Конституционного закона АР «О нормативных правовых актах» совокупности критериев значимости природных объектов/территорий в рассматриваемых НПА, включая Закон АР о недрах, предлагаем следующую обобщенную формулировку этой совокупности с использованием только легальных терминов национального законодательства: **«природоохранное, научное, культурно-историческое, эстетическое, рекреационное и лечебно-оздоровительное значение».** В процессе дальнейшего исследования мы будем использовать данную формулировку применительно к Закону АР о недрах (полагая, что при совершенствовании экологического законодательства АР она найдет отражение и в других НПА, указанных в табл. 1).

Как справедливо отмечает известный российский ученый, юрист-эколог С.А.Боголюбов (Боголюбов, 1987), «язык нормативных правовых актов должен быть прежде всего точным, чему способствует правильное использование, *единообразное* и однозначное применение терминов».

2. В контексте рассматриваемой темы затронем еще один вопрос, допускающий неоднозначное толкование. В рассмотренных выше НПА, включая Закон АР о недрах (ч.1 ст.7), использован в основном закрытый перечень критериев значимости природных объектов/территорий и только в Земельном кодексе (п.1 ст.24) – открытый перечень. Очередной раз приходится отмечать несогласованность изложения однотипных правовых норм в разных законодательных актах. Какой вариант наиболее предпочтителен для использования в данном случае – открытый или закрытый перечень? Открытый перечень означает, что существуют еще какие-то признаки, характеризующие значимость природных объектов/территорий, но законодатель не посчитал нужным их указать по какой-то только ему известной причине. Проведенный нами дополнительный анализ данного вопроса показал, что такие признаки отсутствуют. Поэтому правильнее будет использовать закрытый перечень критериев значимости природных объектов/территорий, который, на наш взгляд, является исчерпывающим.

3. Отметим еще одну терминологическую неточность в формулировке анализируемой эколого-правовой нормы (ч.1 ст.7 Закона АР о недрах), связанную с использованием в ней термина «образование». Здесь говорится об образовании ООГО, имеющих то или иное значение (научное, культурное и т.д.). Но, во-первых, на практике «образуются» (формируются, выделяются в определенных границах) не геологические объекты, которые уже давно созданы самой природой миллионы лет назад, а *участки недр*, где они располагаются. Именно понятие «участок недр» является базовым в законодательстве о недрах (Василевская и Лаевская, 2014) и именно оно правильно используется в названии и тексте ст.25 этого же Закона в контексте консервативной охраны недр. Во-вторых, прежде чем приступить к «образованию» участков недр в форме геологических заповедников, заказников и памятников природы (что скорее всего относится к предмету правового регулирования другого законодательного акта – Закона об особо охраняемых природных территориях, но об этом более подробно будет сказано ниже), необходимо сперва *выявить и изучить* эти участки с точки зрения определения значимости и иных специфических особенностей расположенных на них геологических объектов и оценки возможности (научного обоснования целесообразности) создания на их основе указанных заповедников, заказников и памятников природы геологического профиля. К сожалению, данный вопрос пока еще не нашел должного отражения в законодательстве о недрах. Поэтому мы считаем целесообразным хотя бы обозначить его в анализируемой эколого-правовой норме, заменив термин «образование» на «выявление и изучение».

4. Согласно ст.2 Конвенции об охране Всемирного культурного и природного наследия (далее – Конвенция) геологические и физиографические образования являются важнейшей составной частью природного наследия. Поэтому не удивительно, что после принятия этой Конвенции и ее ратификации большинством государств мира, в том числе Азербайджанской Республикой, понятия «геологическое наследие» (*geological heritage* или сокращенно *geoheritage*) и соответственно «объекты геологического наследия» (*geological heritage sites* или сокращенно *geosites*) широко используются как в англоязычной, так и в русскоязычной литературе, т.е. прочно вошли в научный оборот. Об этом свидетельствуют также следующие факты: издание крупнейшим научным издательством мира *Springer* специализированного журнала «*Geoheritage*» и учреждение в 1993 г. в г. Кёльне (Германия) авторитетной «Европейской Ассоциации по сохранению геологического наследия» (*The European Association for the Conservation of the Geological Heritage*), официально зарегистрированной в качестве неправительственной организации в 2000 г. в г. Упсала (Швеция).

Учитывая, что понятие «объекты геологического наследия» (ОГН) практически тождественно по смыслу понятию «особо охраняемые гео-

логические объекты» (ООГО), мы не видим каких-либо препятствий для его применения в понятийном аппарате законодательства о недрах. Но, очевидно, что предварительно необходимо сформулировать в порядке *de lege ferenda* дефиницию этого понятия с использованием легальных терминов законодательства. В нашей трактовке она принимает следующий вид (Ибрагимов, 2015b): **«объекты геологического наследия – составная часть природного наследия, включающая совокупность геологических (стратиграфических, палеонтологических, минералогических, геоморфологических и других) объектов, которые имеют особое природоохранное, научное, культурно-историческое, эстетическое, рекреационное и лечебно-оздоровительное значение и подлежат сохранению в интересах настоящего и будущих поколений».**

Полагаем, что предложенная дефиниция понятия ОГН может стать первым шагом на пути гармонизации законодательства АР о недрах с нормами международного экологического права. С.А.Боголюбов (Боголюбов, 2014) по этому поводу справедливо отмечает: «как и в других отраслях знаний и науки сравнительный анализ содержательных представлений международного права и национального законодательства начинается с сопоставления понятий и обозначающих их терминов, которыми в конечном счете определяется круг рассматриваемых проблем и набор способов их решения».

5. В ряде актов экологического законодательства (например, в Законе об особо охраняемых природных территориях) правовой режим особой охраны устанавливается не только для природных объектов, отвечающих выбранным критериям значимости, но и для природных комплексов. В анализируемой эколого-правовой норме Закона АР о недрах природные комплексы геологического профиля не упоминаются. Насколько это правомерно? Попробуем разобраться.

В последние 20 лет в различных регионах мира наметилась тенденция создания большого числа геологических парков в составе Европейской Сети геопарков (начала формироваться в 2000 г.) и Глобальной Сети национальных геопарков под эгидой ЮНЕСКО (2004 г.). Отличительной особенностью таких геопарков является то, что они объединяют не только расположенные на их территории ОГН, но и естественным образом связанные с ними объекты биоразнообразия и объекты культурного наследия, т.е. имеют политипный характер, что значительно повышает их роль и значение в деле сохранения природного и культурного наследия человечества. ЮНЕСКО предъявляет особые требования к созданию и функционированию геопарков в части менеджмента, устойчивого развития, экологического просвещения и образования, туризма, поддержки местных общин (их традиционных ремесел, занятий, обычаев), научных исследований в области геоконсервации и т.д. (Guidelines …, 2006). В Российской Федерации по имеющимся у нас данным (Исмагилов и др., 2018) создан и функционирует пока только один геопарк «Янган-Тау» (Республика Башкортостан), концепция которого одобрена экспертами ЮНЕСКО. Работы в данной области, проводимые в Азербайджанской Республике, находятся на начальной стадии. В частности, в Институте геологии и геофизики НАН Азербайджана предложена и научно обоснована концепция создания первого геопарка İlandağ в Нахчыванской Автономной Республике (Кенгерли и др., 2018a; Кенгерли и др., 2018b; Kangarli et al, 2019).

В общем случае природный комплекс – это комплекс функционально и естественно связанных между собой природных объектов, объединенных географическими и иными соответствующими признаками (ст.1 Федерального закона от 10 января 2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»). Следовательно, геопарки, учитывая характеризующие их существенные признаки, можно считать видом природных комплексов, содержащим преимущественно объекты геологического наследия в естественной связи с объектами биоразнообразия и культурного наследия.

6. Перейдем теперь к анализу второй части эколого-правовой нормы в ч.1 ст.7 Закона АР о недрах, где законодатель идентифицирует ООГО (в нашей трактовке – ОГН) и перечисляет их в следующей последовательности: научные и учебные полигоны, геологические заповедники, заказники, памятники природы, пещеры и другие подземные полости. Опять приходится отмечать допущенную здесь «терминологическую путаницу». Во-первых, геологические заповедники и заказники, независимо от их профиля (геологические, биологические и др.) согласно ч.1 ст. 5 Закона об особо охраняемых природных территориях могут быть только государственными. Во-вторых, в последние годы в ряд НПА экологического законодательства АР (Закон об охране окружающей среды, Закон об особо охраняемых природных территориях и др.) были внесены поправки, связанные с геологическими парками – новым видом особо охраняемых природных территорий (ООПТ). Несмотря на то, что эти поправки не затронули Закон АР о недрах (по причине, которую невозможно объяснить логически – Авт.), считаем, что будет правильным допол-

нить перечень видов ООПТ, указанных во второй части анализируемой эколого-правовой нормы, **геологическими парками.**

В-третьих, упоминаемые законодателем «научные и учебные полигоны» – это не что иное, как *функциональные зоны* в пределах отдельных видов особо охраняемых природных территорий. Функциональная зона в общем случае – это участок ООПТ с установленными границами и определенным функциональным назначением. Например, на территории национальных парков могут быть созданы следующие функциональные зоны (ч.1 ст. 23 Закона об особо охраняемых природных территориях): зоны с применением правового режима особой охраны, зоны с применением режима регулирования хозяйственной деятельности, зоны туризма и рекреации и др.; на территории природных парков (ч.2 ст.26) – природоохранная, рекреационная, туристическая, охраны историко-культурных комплексов и объектов; на территориях дендрологических парков и ботанических садов (ч.2 ст.36) – экспозиционная, научно-экспериментальная, хозяйственно-производственная и административная зоны. Очевидно, что и в пределах государственных геологических заповедников/заказников и геологических парков могут быть образованы подобные зоны. Но выделение их из состава ООПТ, на территории которых они расположены, с одновременным указанием в тексте последовательно с ними (как это сделано в части 2 анализируемой эколого-правовой нормы) нельзя считать правильным. Заповедник/заказник и функциональные зоны в его составе соотносятся как целое и составные части целого. В терминах логики эти понятия связаны между собой отношением подчинения (Гетманова, 2008).

Следует отметить, что ни в доктрине, ни в законодательстве, ни в судебной практике не решен вопрос о правовом статусе функциональных зон. Действительно, каких-либо законодательных предписаний относительно процедуры установления таких зон не предусмотрено. Поэтому можно согласиться с мнением известного российского юриста-эколога О.И.Крассова (Крассов, 2008) о том, что образование функциональных зон ООПТ на сегодняшний день осуществляется в сугубо административном порядке.

В-четвертых, в конце части 2 анализируемой эколого-правовой нормы после геологических заповедников и заказников указаны «памятники природы, пещеры и другие подземные полости». Прежде всего не понятно, почему законодатель приводит здесь только один вид ООГО (ОГН) – спелеологический и почему он искусственно отделен от «памятников природы», составной частью которых является. Как в советский период истории, так и в настоящее время исследователи включают в понятие «недра» не только содержащиеся в недрах, но и выходящие на земную поверхность ресурсы недр. В частности, известный специалист в области горного права В.Д.Мельгунов (Мельгунов, 2017) отмечает: «недра (как природный ресурс) – это часть земной коры, содержащей различные ресурсы, расположенные в ней или **выходящие на поверхность**, представляющие интерес для использования человечеством в настоящее время или будущем» (выделено нами. – Авт.). Эта точка зрения находит свое подтверждение и в ч.2 ст.29 Закона об особо охраняемых природных территориях, где в составе памятников природы указаны не только подземные ОГН (пещеры), но и находящиеся на земной поверхности, доступные для визуального наблюдения, изучения и охраны ОГН (геологические обнажения, грязевые вулканы и др.).

Принимая во внимание все сделанные выше замечания и предложения, сформулируем в порядке *de lege ferenda* анализируемую эколого-правовую норму (ч.1 ст.7 Закона АР о недрах) следующим образом: **выявление и изучение участков недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, с целью обоснования целесообразности создания на их основе государственных геологических заповедников, государственных геологических заказников, геологических парков и памятников природы**.

Посмотрим, как это положение реализуется в единственной ст. 25 Закона АР о недрах, полностью посвященной консервативной охране недр.

Участки недр с объектами геологического наследия

Статья 25 Закона АР о недрах названа следующим образом: «Охрана участков недр, обладающих особой научной и культурной значимостью». В ч.1 этой статьи изложена следующая эколого-правовая норма: «Редкие геологические обнажения, минералогические образования, палеонтологические объекты и другие участки недр, представляющие особую научную или культурную ценность, могут быть объявлены в установленном порядке геологическими заповедниками, государственными заказниками либо памятниками природы или культуры. Всякая деятельность, нарушающая их сохранность, запрещается». Идея такой формулировки заключается в том, чтобы развить и конкретизировать рас-

смотренную нами выше эколого-правовую норму из ч.1 ст.7 Закона АР о недрах. Но сделать это с нужной точностью и полнотой, на наш взгляд, не получилось из-за допущенных пробелов и терминологических погрешностей. Поясним сказанное.

Во-первых, если в перечне критериев значимости ООГО (ОГН), приведенном в ч.1 ст.7 Закона АР о недрах, указаны 4 критерия (а должно быть 6, как мы выяснили ранее), то почему в названии и тексте ч.1 ст.25 остались только два из них («научная и культурная»)? Ведь речь и там (ст.7) и тут (ст.25) идет об одних и тех же объектах. Во-вторых, названия ОГН обычно даются в соответствии с названиями научных дисциплин, которые их изучают, – стратиграфические, палеонтологические, геоморфологические, минералогические и т.д. (Вдовец, 2011), что использовано, например, в предложенной нами ранее дефиниции понятия «объекты геологического наследия». В-третьих, наряду с памятниками природы указаны и памятники культуры, которые даже не упоминаются в ч.1 ст.7 Закона АР о недрах. В-четвертых, государственными являются не только геологические заказники, но и геологические заповедники, что следует из ст.5 Закона об особо охраняемых природных территориях. Остановимся на этом и попробуем выяснить – в чем заключается причина этой «терминологической путаницы», вызывающей несогласованность правовых норм ст.7 и 25 Закона АР о недрах (нарушается требование «внутренней согласованности» Конституционного закона АР «О нормативных правовых актах») и затрудняющей их однозначное понимание.

Дело в том, что действующий в настоящее время Закон АР о недрах заменил действовавший в советский период истории Кодекс Азербайджанской ССР о недрах, который, в свою очередь, был разработан в соответствии с «Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах». По сравнению с этими законодательными актами в ч.1 ст.7 Закона АР о недрах появился новый вид пользования недрами, названный «образованием особо охраняемых геологических объектов…», но осталась ст.25, фактически дублирующая ст.54 Кодекса Азербайджанской ССР о недрах и соответствующую ст.35 «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах» с тем же названием и небольшими редакционными поправками (см. таблицу 2). При этом законодатель то ли «забыл», то ли не посчитал нужным (?) согласовать новую эколого-правовую норму (ч.1 ст.7) и заимствованные из прежних законодательных актов советского периода истории правовые нормы ст.25. Отсюда и возникла «терминологическая путаница», характерная также и для аналогичной ст.33 Закона РФ о недрах!

Таблица 2

Сопоставительный анализ статьи 25 Закона АР о недрах и соответствующих статей «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах» и «Кодекса Азербайджанской ССР о недрах»

ст. 25 Закона АР «О недрах»*	ст.35 «Основ законодательства…»; ст.54 «Кодекса Азербайджанской ССР о недрах»
Редкие геологические обнажения, минералогические образования, палеонтологические объекты и другие участки недр, представляющие особую научную или культурную ценность, могут быть объявлены в установленном порядке *геологическими* заповедниками, *государственными заказниками* либо памятниками природы или культуры. Всякая деятельность, нарушающая их сохранность, запрещается. В случае обнаружения при пользовании недрами редких геологических и минералогических образований, метеоритов, палеонтологических, археологических и других объектов, представляющих интерес для науки или культуры, пользователи недр обязаны приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом органу, *предоставившему разрешение*	Редкие геологические обнажения, минералогические образования, палеонтологические объекты и другие участки недр, представляющие особую научную или культурную ценность, могут быть объявлены в установленном порядке заповедниками либо памятниками природы или культуры. Всякая деятельность, нарушающая сохранность указанных заповедников и памятников, запрещается. В случае обнаружения при пользовании недрами редких геологических обнажений и минералогических образований, метеоритов, палеонтологических, археологических и других объектов, представляющих интерес для науки и культуры, пользователи недр обязаны приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом заинтересованным государственным органам.

*в левой колонке выделены курсивом сделанные законодателем редакционные поправки

Часть 2 ст.25 Закона о недрах формулируется следующим образом: «в случае обнаружения при пользовании недрами редких геологических и минералогических образований, метеоритов, палеонтологических, археологических и других объектов, представляющих интерес для науки или культуры, пользователи недр обязаны приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом органу, предоставившему разрешение».

Анализируя эту правовую норму применительно к ст.33 Закона РФ о недрах, В.Б.Агафонов (Агафонов, 2014) отмечает ее *декларативность*, «поскольку порядок и сроки уведомления уполномоченных органов о факте обнаружения редкого или ценного геологического объекта действующим законодательством не регламентируется». Отсутствует в законодательстве и утвержденный в установленном порядке перечень объектов геологического и культурного наследия, с которым можно было бы сверить обнаруженные в ходе проведения работ необычные предметы (образец минерала, артефакт и др.), нет также четких критериев их идентификации. Возникает правовая неопределенность и пользователь недр сталкивается с непростой дилеммой: приостановить работы (согласно ч.2 ст.25 Закона АР о недрах) или продолжать их (согласно ч.2 ст.18 этого же Закона обнаружение при проведении работ какого-либо объекта геологического и культурного наследия основанием для прекращения или приостановления права пользования недрами не является). Строго следуя требованию, указанному в ч.2 ст.25 Закона АР о недрах, пользователь недр должен привлечь специалистов в соответствующей области знаний, выполнить совместно с ними дополнительные научные исследования и эксперименты (с целью установить – относится ли обнаруженный предмет к объектам геологического и культурного наследия по совокупности критериев значимости и других признаков или не относится) и направить их результаты в соответствующий уполномоченный орган для проведения государственной экспертизы и принятия официального решения по данному вопросу. Однако порядок проведения такой экспертизы, а также уполномоченные органы, ответственные за ее организацию, не установлены действующим законодательством.

Отсюда следует, что анализируемая ст.25 Закона о недрах нуждается в серьезной корректировке как в части терминологии, так и в части согласования с другими правовыми нормами этого законодательного акта с тем, чтобы добиться ее однозначного понимания и правильного применения. С этой целью мы предлагаем в порядке *de lege ferenda* изложить первое предложение ч.1 ст.25 в следующей редакции: **Участки недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, могут быть объявлены в установленном порядке особо охраняемыми природными территориями геологического профиля – государственными геологическими заповедниками, государственными геологическими заказниками, геологическими парками и памятниками природы**. При этом второе предложение остается без изменений, поскольку оно адекватно отражает требования ст.19, ч.1 ст.28 и ч.1 ст.30 Закона об особо охраняемых природных территориях соответственно.

Для большей наглядности сопоставления правовые нормы ч.1 ст.7 и ч.1 ст.25 (первое предложение) Закона АР о недрах в авторской редакции приведены в таблице 3.

Таблица 3

Согласованные между собой правовые нормы ч.1 ст.7 и ч.1 ст.25
Закона АР о недрах в авторской редакции

ч.1 ст.7	ч.1 ст.25 (первое предложение)
Выявление и изучение участков недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, с целью обоснования целесообразности создания на их основе государственных геологических заповедников, государственных геологических заказников, геологических парков и памятников природы.	Участки недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, могут быть объявлены в установленном порядке особо охраняемыми природными территориями геологического профиля – государственными геологическими заповедниками, государственными геологическими заказниками либо геологическими парками и памятниками природы.

Отметим принципиально важный момент, связанный с использованием в первом предложении ч.1 ст.25 нового для Закона АР о недрах (но привычного для экологического законодательства) легального понятия «особо охраняемые природные территории», которое согласно ч.1 ст.5 Закона об особо охраняемых природных территориях является родовым понятием для всех категорий ООПТ, включая государственные природные заповедники, государственные природные заказники, геологические парки и памятники природы. Это наводит на мысль о том, что рассматриваемые участки недр могут войти в сферу правового регулирования Закона об особо охраняемых природных территориях. Проверим данную гипотезу более тщательно.

Участки недр и особо охраняемые природные территории

В ч.1 ст.1 Закона об особо охраняемых природных территориях приводится следующая дефиниция понятия ООПТ: «участки земли и акватории, состоящие из природных комплексов и объектов, мест распространения редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений и животных, представляющих особое экологическое, научное, культурное, эстетическое и оздоровительное значение, которые полностью или частично, постоянно или временно изъяты из хозяйственного оборота, и атмосферное пространство над ними».

При анализе этой нормы-дефиниции обращают на себя внимание следующие моменты.

1. Здесь указаны участки земли и акватории, но **не упоминаются участки недр**, которые являются фундаментальной основой (базой) всех ООПТ геологического профиля (государственные геологические заповедники и заказники, геологические парки и памятники природы). Создание подобных ООПТ допускает и Закон об особо охраняемых природных территориях (ч.2 ст.17, ч.4 ст.27, ч.2 ст.29, ст.40.1-40.3), и, как было показано выше, Закон АР о недрах (ст.7 и 25). В специальной литературе участки недр однозначно относят к числу ООПТ наряду с участками земли и акватории. Так, известный российский юрист-эколог О.И.Крассов (Крассов, 2008) трактует определение ООПТ следующим образом: «участки земли, акватории, **участки недр**, представляющие собой природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, **могут быть признаны особо охраняемыми природными территориями**. В отношении таких территорий осуществляются меры консервативной охраны природы, выражающиеся в том, что на этих территориях полностью запрещается всякая хозяйственная и иная деятельность или устанавливаются весьма жесткие ограничения такой деятельности» (здесь и далее выделено нами. – Авт.). Похожей точки зрения придерживаются В.Б.Агафонов (Агафонов, 2014), Н.Ф.Реймерс (Реймерс, 1990) и другие ученые. Соглашаясь с позицией этих авторов и принимая во внимание их доводы, мы полагаем, что в формулировке рассматриваемой нормы-дефиниции допущен очевидный пробел, который может и должен быть восполнен.

2. В этой же норме-дефиниции приведена совокупность критериев значимости природных комплексов и объектов, которая не согласована с аналогичными критериями в других актах экологического законодательства (Закон об охране окружающей среды, Земельный кодекс и др.) и Законе АР о недрах, что нарушает требование «*внутренней согласованности*», предъявляемое к НПА Конституционным законом АР «О нормативных правовых актах». Для устранения этого недостатка достаточно использовать предложенное нами ранее (при анализе эколого-правовой нормы из ч.1 ст.7 Закона АР о недрах) единообразное изложение в НПА указанной совокупности: «природоохранное, научное, культурно-историческое, эстетическое, рекреационное и лечебно-оздоровительное значение».

Таким образом, Закон об особо охраняемых природных территориях, с одной стороны, допускает создание ООПТ геологического профиля, а с другой стороны – препятствует реализации этой операции на практике, так как в легальной дефиниции понятия ООПТ (ч.1 ст.1 Закона) не упоминаются «участки недр», а это не позволяет *ex iusta causa* (лат.) – на законном основании отнести эти участки к классу ООПТ. Здесь проявляется «внутренняя противоречивость» данного Закона, что отмечают и другие авторы, в частности, Т.В.Злотникова (Злотникова, 2019).

Приведенные выше аргументы и доводы специалистов в рассматриваемой области, а также результаты анализа соответствующих положений ряда законодательных и иных нормативных правовых актов свидетельствуют о необходимости устранения допущенного пробела в легальной норме-дефиниции понятия ООПТ, которая в предложенной нами редакции может быть сформулирована следующим образом: особо охраняемые природные территории – участки земли, участки поверхности акватории, **выходящие на поверхность земли или акватории либо имеющие с ней естественную связь участки недр** и **воздушное** пространство над

ними, которые содержат природные комплексы и объекты, представляющие особое **природоохранное,** научное, культурно-**историческое**, эстетическое, **рекреационное**, **лечебно**-оздоровительное значение и полностью или частично, постоянно или временно изъяты из хозяйственного оборота (выделены сделанные нами изменения и дополнения. – Авт.).

Принципиальным моментом этой нормы-дефиниции понятия ООПТ является указание в ней «участков недр», которые, учитывая их пространственное положение, могут: а) выходить на поверхность земли или акватории (на таких участках располагается большинство ОГН, доступных для визуального осмотра, изучения и охраны, – стратиграфические, палеонтологические, геоморфологические, минералогические, вулканологические, космогеологические и др.) либо б) находиться в подземном пространстве на малых глубинах (подземные полости естественного или искусственного происхождения) с условием свободного и беспрепятственного доступа к ним с поверхности земли (в пределах таких участков располагается относительно небольшое число ОГН – спелеологические, а также историко-горногеологические, т.е. отработанные шахты, рудники и другие горные выработки, имеющие историко-культурное или оздоровительное значение).

Основная идея проведенного нами исследования заключается в том, чтобы выделить из полного цикла операций (действий), направленных на сохранение уникальных и типичных природных комплексов и объектов геологического профиля, два смежных сектора: один из них включает в себя выявление и изучение участков недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, с целью обоснования целесообразности создания на их основе определенных категорий ООПТ геологического профиля (государственные геологические заповедники и заказники либо геологические парки и памятники природы), а другой – непосредственно организацию, охрану и использование указанных ООПТ после принятия уполномоченным государственным органом официального решения об их создании. Это позволило четко разграничить сферы действия (предметы правового регулирования) Закона АР «О недрах» (регулирует отношения в пределах первого сектора) и Закона АР «Об особо охраняемых природных территориях и объектах» (регулирует отношения в рамках второго сектора) и тем самым полностью исключить любую возможность их коллизии (Ибрагимов, 2020).

Теперь у нас есть основание перейти к дефиниции понятия «консервативная охрана недр», которая «охватывает» оба указанных сектора и может быть сформулирована следующим образом: **охрана недр консервативная – составная часть охраны окружающей среды, включающая комплекс превентивных мероприятий, направленных на выявление и изучение участков недр, где располагаются объекты геологического наследия и природные комплексы, содержащие преимущественно такие объекты, с последующей организацией на базе этих участков особо охраняемых природных территорий геологического профиля с режимом особой охраны – государственных геологических заповедников, государственных геологических заказников, геологических парков и памятников природы**.

ЛИТЕРАТУРА

Агафонов В.Б. Правовое обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности в сфере недропользования. Право ТЭК. Москва, 2014, 480 с.

Башмаков Г.С., Каверин А.М., Краснов Н.И. Законодательство о недрах. Юридическая литература. Москва, 1976, 80 с.

Боголюбов С.А. Юридическая терминология: вопросы синонимии. Проблемы совершенствования советского законодательства. Труды ВНИИСЗ, Москва, No. 40, 1987, с. 25-35.

Боголюбов С.А. Актуальные проблемы экологического права. Юрайт. Москва, 2014, 607 с.

Василевская Д.В., Лаевская Н.В. Участок недр как объект регулирования законодательства о недрах. «Зерцало». Москва, 2014, 104 с.

Вдовец М.С. Методические вопросы изучения и сохранения геологического наследия России. Материалы рабочего совещания Российской группы ProGEO «Изучение и охрана объектов геологического наследия России». Санкт-Петербург, 2011, с. 6-9.

Гетманова А.Д. Логика для юристов: Учебн. пособие. Омега-Л. Москва, 2008, 415 с.

REFERENCES

Agafonov V.B. Legal framework of environmental protection and safety in the area of subsoil use. Pravo TEK. Moscow, 2014, 480 p. (in Russian).

Bashmakov G.S., Kaverin A.M., Krasnov N.I. Subsoil legislation. Legal literature. Moscow, 1976, 80 p. (in Russian).

Bogolyubov S.A. Legal terminology: problems of synonymy. Problems of improving Soviet legislation. Proceedings of All-Union Scientific Research Institute of Soviet Legislation, No. 40, Moscow, 1987, pp. 25-35 (in Russian).

Bogolyubov S.A. Actual problems of environmental law. Yurayt. Moscow, 2014, 607 p. (in Russian).

Getmanova A.D. Logic for lawyers: Study Book. Omega-L. Moscow, 2008, 415 p. (in Russian).

Guidelines and criteria for National Geoparks seeking UNESCO's assistance to join the Global Geoparks Network. Episodes, No. 2, 2006, pp. 115-118.

Ibrahimov V.B. Definition of the concept of "protection of subsoil" in the Law of the Russian Federation "On Subsoil". Exploration and protection of mineral resources, No. 2, 2015a, pp. 48-52 (in Russian).

Ibrahimov V.B. Law of the Republic of Azerbaijan "On Sub-

Злотникова Т.В. Современные тенденции правового регулирования охраны и использования особо охраняемых природных территорий. Экологическое право, No. 2, 2019, с. 13-19.

Ибрагимов В.Б. Определение понятия «охрана недр» для целей Закона Российской Федерации «О недрах». Разведка и охрана недр, No. 2, 2015a, с. 48-52.

Ибрагимов В.Б. Закон Азербайджанской Республики «О недрах»: термины, понятия, определения. Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле, No. 1-2, 2015b, с. 92-106.

Ибрагимов В.Б. Участки недр и особо охраняемые природные территории в действующем законодательстве. Экологическое право, No. 3, 2020, с. 20-23.

Исмагилов Р.А., Фархутдинов И.М., Фархутдинов А.М. Создание геопарка ЮНЕСКО в Башкирии. Природа, No. 1, 2018, с. 35-41.

Кенгерли Т.Н., Ибрагимов В.Б, Рашидов Т.М., Кенгерли И.Т. Создание геопарка «Иландаг» в Нахчыванской Автономной Республике (Азербайджан) // Природа – 2018. – Выпуск No. 11 с. 44-51. DOI: 10.31857/S0032874X0002323-4

Кенгерли Т.Н., Ибрагимов В.Б, Рашидов Т.М., Кенгерли И.Т., Вахабов У. К вопросу о создании в Азербайджане геопарков под эгидой ЮНЕСКО. Вестник НАН Азербайджана, No. 4, 2018b, с. 13-27.

Колбасов О.С. Терминологические блуждания в экологии. Государство и право, No. 10, 1999, с. 27-28.

Крассов О.И. Экологическое право. Норма. Москва, 2008, 672 с.

Мельгунов В.Д. Теоретические основы горного права России. Проспект. Москва, 2017, 328 с.

Перчик А.И. Критическое прочтение Закона «О недрах»: понятия, институты, терминология. Нефть, Газ и Право, No. 2, 2007, с. 9-16; No. 3, 2007, с. 14-20.

Реймерс Н.Ф. Природопользование. Мысль. Москва, 1990, 638 с.

Сидоров И.Н. Институты горного права. Экологическое право, No. 3, 2019, с. 18-22.

Guidelines and criteria for National Geoparks seeking UNESCO's assistance to join the Global Geoparks Network. Episodes, No. 2, 2006, pp. 115-118.

Kangarli, T., Ibrahimov, V., Rashidov, T. et al. Feasibility study of the “Ilandagh” Geopark creation in Nakhchivan Autonomous Republic (Azerbaijan). Geoheritage , Vol. 11, 2019, pp. 1973–1980, https://doi.org/10.1007/s12371-019-00409-7

soil": terms, concepts, definitions. Transactions of Azerbaijan National Academy of Sciences. Earth Sciences, No. 1-2, 2015b, pp. 92-106 (in Russian).

Ibrahimov V.B. Subsoil plots and specially protected nature territories in the current legislation. Environmental Law, No. 3, 2020, pp. 20-23 (in Russian).

Ismagilov R.A., Farkhutdinov I.M., Farkhutdinov A.M. Creation of UNESCO Geopark in Bashkiria. Nature, No. 1, 2018, pp. 35-41 (in Russian).

Kangarli, T., Kangarli, I., Rashidov, T., Ibrahimov, V. "Creation of “Ilandag” Geopark in the Nakhchivan Autonomous Republic (Azerbaijan). Priroda, No. 11, 2018, pp. 44-51. DOI: 10.31857/S0032874X0002323-4

Kangarli T.N., Ibrahimov V.B., Rashidov T.M., Kangarli I.T., Vahabov U. Creation perspectives of geoparks in Azerbaijan under the auspices of UNESCO. Messenger of the Azerbaijan National Academy of Sciences, No. 4, 2018 b, pp. 13-27 (in Russian).

Kangarli, T., Ibrahimov, V., Rashidov, T. et al. Feasibility study of the “Ilandagh” Geopark creation in Nakhchivan Autonomous Republic (Azerbaijan). Geoheritage , Vol. 11, 2019, pp. 1973–1980, https://doi.org/10.1007/s12371-019-00409-7

Kolbasov O.S. Terminological problems in ecology. State and Law, No. 10, 1999, pp. 27-28 (in Russian).

Krassov O.I. Environmental law. Norma. Moscow, 2008, 672 p. (in Russian).

Melgunov V.D. Theoretical foundations of the mining law in Russia. Prospekt. Moscow, 2017, 328 p. (in Russian).

Perchik A.I. Critical review of the Law "On Subsoil": concepts, institutions, terminology. Oil, Gas and Law, No. 2, 2007, pp. 9-16; No. 3, 2007, pp. 14-20 (in Russian).

Reimers N.F. Nature use. Misl. Moscow, 1990, 638 p. (in Russian).

Sidorov I.N. Mining Law Institutes. Environmental Law, No. 3, 2019, pp. 18-22 (in Russian).

Vasilevskaya D.V., Laevskaya N.V. Subsoil plot as a regulation object of subsoil legislation. "Zertsalo". Moscow, 2014, 104 p. (in Russian).

Vdovets M.S. Methodological issues of studying and preserving the geological heritage of Russia. Materials of the Workshop of Russian group ProGEO "Study and protection of the geological heritage sites of Russia". St. Petersburg, 2011, pp. 6-9 (in Russian).

Zlotnikova T.V. Modern trends in the legal regulation of the protection and use of specially protected nature areas. Environmental Law, No. 2, 2019, pp. 13-19 (in Russian).

ОБЪЕКТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО НАСЛЕДИЯ В ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВЕ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Ибрагимов В.Б., Кенгерли И.Т.
Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана
AZ1143, г.Баку, просп. Г.Джавида, 119: ibrahimov.vb@gmail.com

Резюме. Рассмотрены эколого-правовые нормы Закона АР «О недрах» (ч.1 ст.7, ч.1 ст.25). Отмечены терминологические погрешности, допущенные в этих нормах, и по результатам сопоставления с терминологией ряда нормативных правовых актов экологического законодательства показаны пути их устранения. С целью гармонизации законодательства АР о недрах с нормами международного экологического права предложено ввести в понятийный аппарат Закона АР «О недрах» новое понятие «объекты геологического наследия» (вместо «особо охраняемые геологические объекты») и дано его определение. С использованием этого понятия предложены в порядке de *lege ferenda* уточненные эколого-правовые нормы Закона АР «О недрах». Отмечен возможный пробел в дефиниции понятия «особо охраняемые природные территории» (ч.1 ст.1 Закона АР «Об особо охраняемых природных территориях и объектах»), допущенный, по мнению авторов, из-за отсутствия в ней термина «участки недр», что не позволяет включить эти участки в сферу действия указанного закона. Обоснована и доказана необходимость восполнения данного пробела. С этой целью предложены в порядке *de lege ferenda* дефиниции понятий «особо охраняемые природные территории» (в уточненной редакции) и «консервативная охрана недр». Сделан вывод о том, что совокупность предложенных мер позволяет уверенно разграничить предметы правового регулирования Законов АР «О недрах» и «Об особо охраняемых природных территориях и объектах» и тем самым исключить какую-либо возможность их коллизии.

Ключевые слова: *Законы АР «О недрах» и «Об особо охраняемых природных территориях и объектах», эколого-правовые нормы, участки недр, объекты геологического наследия*

GEOLOJİ İRS OBYEKTLƏRİ AZƏRBAYCAN RESPUBLİKASININ QANUNVERİCİLİYİNDƏ

İbrahimov V.B., Kəngərli İ.T.
Azərbaycan MEA, Geologiya və Geofizika İnstitutu
AZ1143, Bakı şəh., H. Cavid pr. 119: ibrahimov.vb@gmail.com

Xülasə. Məqalədə "Yerin təki haqqında" Azərbaycan Respublikası Qanununun ekoloji-hüquqi normaları (h. 1, m. 7; h. 1, m. 25) müzakirə edilir, həmin normalarda yol verilmiş terminoloji xətalar aşkar edilərək onların ətraf mühit qanunvericiliyinin digər normativ-hüquqi aktlarının terminologiyası ilə müqayisəsi yolu ilə aradan qaldırılması üsulları təklif olunur. Məqalədə həmçinin Azərbaycan Respublikasının yerin təki haqqında qanunvericiliyinin beynəlxalq ekoloji hüquq normaları ilə uyğunlaşdırılması məqsədilə "Yerin təki haqqında" AR Qanunun terminoloji bazasında öz əksini tapmış "xüsusi mühafizə olunan geoloji obyektlər" anlayışının "geoloji irs obyektləri" termini ilə əvəz edilməsi təklif olunur, yeni terminin açıqlanması verilir və "Yerin təki haqqında" AR Qanunda öz əksini tapmış ekoloji-hüquqi normaların həmin termin əsasında *de lege ferenda* qaydasında dəqiqləşdirilməsi yolları tövsiyə edilir. Eyni zamanda, məqalədə "Xüsusi mühafizə olunan təbiət əraziləri və obyektləri haqqında" Azərbaycan Respublikası Qanunu təhlil edilərək, onun mətnində (h. 1, m. 1) öz əksini tapmış "Xüsusi mühafizə olunan təbiət əraziləri" mövhumunun açıqlanmasında yol verilmiş hüquqi boşluq aşkar edilir. Müəlliflərin fikrincə qeyd olunan qanunda "yerin təki sahələri" anlayışının olmaması səbəbindən yaranmış həmin boşluq yerin təki sahələrinin qanunun əhatə dairəsinə daxil edilməsinə imkan vermir. Məqalədə qeyd olunan boşluğun aradan qaldırılmasının zəruriliyi əsaslandılrılır və adı çəkilən qanuna *de lege ferenda* qaydasında "xüsusi mühafizə olunan təbiət əraziləri" anlayışının yeni redaksiyasının, eləcə də "yerin təkinin mühafizəkar mühafizəsi" terminlərinin əlavə edilməsi təklif olunur. Məqalənin yekun hissəsində qeyd olunur ki, əsas mətndə təklif olunmuş tədbirlər kompleksinin icrası nəticəsində "Yerin təki haqqında" və "Xüsusi mühafizə olunan təbiət əraziləri haqqında" AR Qanunlarının hüquqi tənzimləmə predmetlərinin bir birindən ayırmaq və həmin qanunlar arasında hüquqi kolliziyaların başvermə risklərini heçə endirmək mümkün olacaqdır.

Açar sözlər: *"Yerin təki haqqında" AR Qanunu, "Xüsusi mühafizə olunan təbiət əraziləri və obyektləri haqqında" AR Qanunu, ekoloji hüquq normaları, yerin təki sahələri, geoloji irs obyektləri*

ANAS Transactions **Earth Sciences** **1 / 2022**

http://www.journalesgia.com

MÜNDƏRİCAT

Əbdülrəzzaq Z.T., Əhməd M.M., Saleh S.A., Əsfəhani J. – Iraq, Bayci-Tikrit su hövzəsi tədqiqatları üzrə geoelektrik metodlardan istifadə etməklə məsaməli su təbəqəsinin hidro-geofiziki parametrlərinin qiymətləndirilməsi 3-16

Qalkin S.V., Savitskiy Y.V., Osovetski B.M., Kazımov K.P., Qurbanov V.Ş., Həsənov Ə.B., Abbasova Q.Q.,Kazımov R.R. – Elektron mikroskop üsulu ilə kaşir-vereya süxurlarının hidravlik parçalanmasının ətrafli tədqiqi 17-27

Süleymanov E.T., Yusifov M.H., Bunyatov A.A., Məcidova A.N. – Cənubi Xəzər hövzəsi Azərbaycan sektoru sahələrində gillərin sıxılmasının xarakterik xüsusiyyətləri 28-36

Vəliyev E.F., Əliyev Ə.A. – Kolloid dispers sistemlərin stabilləşdirilməsi üçün nanohissəciklərin tətbiqi 37-50

Kərimov V.Y., Abdullayeva V.K. – Azərbaycanda istixana qazlarının coğrafiyası və miqyası 51-67

Feyzullayev A.A., Hüseynov D.A., Rəşidov T.M. – Dərin çöküntülərin neft-qazlılığı ilə əlaqədar Cənubi Xəzər Hövzəsinin palçıq vulkanlarının fəaliyyət məhsullarının izotop tərkibi 68-80

Yusubov N.P. – Palçıq vulkanizminin Cənubi Xəzər çökəkliyindəki neft-qaz yataqları ilə əlaqəsi 81-89

Əfəndiyev Q.M., Karajanova M.K., Jetekova L.B., Abbasova S.M. – Qeyri-səlis klaster analiz əsasında neftin tərkib və xassələrinin onun keyfiyyətinə təsirinin təhlili 90-98

Muradova P.A. – Mikrodalğalı şüalanmanın neft-su emulsiyasının ayrılmasına təsiri 99-105

Eybatov T.M., Hacıyev D.V. – Azərbaycanın fosil və müasir pərayaqlıları 106-118

İbrahimov V.B., Kəngərli İ.T. – Geoloji irs obyektləri Azərbaycan Respublikasının qanunvericiliyində 119-129

CONTENTS

Abdulrazzaq Z.T., Ahmed M.M., Salih S.A., Asfahani J. – Hydro-geophysical parameters estimation of porous aquifer using geoelectrical technique-case study from Baiji–Tikrit Sub-Basin, Iraq 3-16

Galkin S.V., Savitskiy Y.V., Osovetsky B.M., Kazymov K.P., Gurbanov V.Sh. , Hasanov A.B., Abbasova G.G., Kazymov R.R. – Detailed study of hydraulic fracturing of Kashiro-Verey rocks by electron microscopy 17-27

Suleymanov E.T., Yusifov M.H., Bunyatov A.A., Majidova A.N. – Specific features of shale compaction in the Azerbaijan sector of the South Caspian Basin 28-36

Veliyev E.F., Aliyev A.A. – The application of nanoparticles to stabilise colloidal disperse systems 37-50

Kerimov V.Yu., Abdullayeva V.K. – Geography and scale of greenhouse gas degasation in Azerbaijan 51-67

Feyzullayev A.A., Huseynov D.A., Rashidov T.M. – Isotopic composition of the products of the mud volcanoes activity in the South-Caspian Basin in connection with petroleum potential of the deeply burried sediments 68-8-

Yusubov N.P. – Mud volcanism relationship with oil and gas deposits in the South Caspian Basin 81-89

Efendiyev G.M., Karazhanova M.K., Zhetekova L.B., Abbasova S.V. – Analysis of the influence of the composition and properties of oils on their quality based on fuzzy clustering 90-98

Muradova P.A. – Impact of microwave radiation on the separation of oil-water emulsion 99-105

Eybatov T.M., Gadjiev D.V. – Fossils and modern pinnipeds of Azerbaijan 106-118

Ibrahimov V.B., Kangarli I.T. – Geological heritage sites in the legislation of the Azerbaijan Republic 119-129

ОГЛАВЛЕНИЕ

Абдулраззак З.Т., Ахмед М.М., Салих С.А., Асфагани Дж. – Оценка гидрогеофизических параметров пористого водоносного горизонта с использованием геоэлектрической методики на примере суббассейна Байджи-Тикрит, Ирак 3-16

Галкин С.В., Савицкий Ю.В., Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Гурбанов В.Ш., Гасанов А.Б., Аббасова Г.Г., Казымов Р.Р. – Детальное изучение трещиноватости гидроразрыва каширо-верейских пород методом электронной микроскопии 17-27

Сулейманов Э.Т., Юсифов М.Х., Бунятов А.А., Меджидова А.Н. – Характерные особенности уплотнения глин на площадях Азербайджанского сектора Южно-Каспийского бассейна 28-36

Велиев Э.Ф., Алиев А.А. – Применение наночастиц для стабилизации коллоидно-дисперсных систем 37-50

Керимов В.Ю., Абдуллаева В.К. – География и масштабы дегазации парниковых газов в Азербайджане 51-67

Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А., Рашидов Т.М. – Изотопный состав продуктов деятельности грязевых вулканов Южно-Каспийского бассейна в связи с нефтегазоносностью глубокопогруженных отложений 68-80

Юсубов Н.П. – Связь грязевого вулканизма с нефтегазовыми месторождениями в Южно-Каспийской впадине 81-89

Эфендиев Г.М., Каражанова М.К., Жетекова Л.Б., Аббасова С.М. – Анализ влияния состава и свойств нефти на их качество на основе нечеткой кластеризации 90-98

Мурадова П.А. – Воздействие микроволнового излучения на сепарацию водонефтяной эмульсии 99-105

Эйбатов Т.М., Гаджиев Д.В. – Ископаемые и современные ластоногие Азербайджана 106-118

Ибрагимов В.Б., Кенгерли И.Т. – Объекты геологического наследия в законодательстве Азербайджанской Республики 119-129