

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

AZERBAIJAN NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES
ANAS TRANSACTIONS
EARTH SCIENCES



www.journalsgia.com

2023
Special Issue



ELSEVIER
Scopus



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 (Türkiyə), Kərimov V.Y. (Rusiya), Qliko A.O. (Rusiya), Lavruşin V.Y. (Rusiya), Reilinger R. (ABŞ), Takeşi Sagiya (Yaponiya), Talebian M. (İran), Tibaldi Alessandro (İtaliya), 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. (Israel), Gliko A.O. (Russia), İsmail-zadeh A.T. (Germany), Kalafat Doğan (Türkiye), Kerimov V.Y. (Russia), Lavrushin V.Y. (Russia), Reilinger R. (USA), Takeshi Sagiya (Japan), Talebian M. (Iran), Tibaldi Alessandro (Italy), 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), 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), Эппельбаум Л.В. (Израиль).

Buraxılışına məsul: **Hafiz Abiyev**

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

Veb-redaktor: **Tofiq Rəşidov**

Jurnal Azərbaycan MEA Geologiya və Geofizika
Institutunda yığılmış və səhifələnməmişdir

Responsible for the issue: **Hafiz Abiyev**

Design/Graphycs: **Karim Nəbiyev**
Khalil Nəbiyev

Web-editor: **Tofiq Rashidov**

This journal has been prepared 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, Istiglalıyyat str., Baku, Azerbaijan, AZ1001

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

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



Formatı: 60x84^{1/8}. Həcmi: 21,75 ç.v.
Tirajı: 300 nüsxə



**Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education of the
Republic of Azerbaijan**

**“HEYDAR ALIYEV AND AZERBAIJAN OIL STRATEGY:
Advances in Oil and Gas Geology and Geotechnologies”**

**PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL SCIENTIFIC-PRACTICAL CONFERENCE
*dedicated to the 100th anniversary
of the National Leader of the Azerbaijani people Heydar Aliyev***

Baku, May 23-26, 2023

Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyi, Neft və Qaz İnstitutu

**“HEYDƏR ƏLİYEV VƏ AZƏRBAYCAN NEFT STRATEGİYASI:
Neft-Qaz Geologiyası və Geotexnologiyalarında İrəliləyişlər”**

*Azərbaycan xalqının Ümummilli Lideri Heydər Əliyevin
100-illik yubileyinə həsr edilmiş*

BEYNƏLXALQ ELMİ-PRAKTİKİ KONFRANSIN MATERIALLARI

Bakı, 23-26 May 2023-cü il

**Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,
Институт Нефти и Газа**

**“ГЕЙДАР АЛИЕВ И НЕФТЯНАЯ СТРАТЕГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА:
Достижения Нефтегазовой Геологии и Геотехнологий”**

**МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
*посвященная 100-летию юбилею общенационального
лидера азербайджанского народа Гейдара Алиева***

Баку, 23-26 мая 2023 года

www.conference.ogi.az

*Welcome***STAGES OF NATIONAL LEADER HEYDAR ALIYEV'S OIL STRATEGY**

Dear conference participants and dear guests, I greet you on the opening ceremony of the International Scientific and Practical Conference **“HEYDAR ALIYEV AND AZERBAIJAN OIL STRATEGY: Advances in oil and gas geology and geotechnologies”** dedicated to the 100th anniversary of the national leader of the Azerbaijani people, Heydar Aliyev.

The oil policy of the national leader of the Azerbaijani people Heydar Aliyev can be divided into several stages. The initial stage covers the period from the election of Heydar Aliyev as leader of Azerbaijan in 1969 to the period of independence. During that period, a new stage started in the history of oil and gas industry development in Azerbaijan. Beginning in 1969, Azerbaijan entered a highly dynamic stage of growth in the oil and gas industry.

As a result of the initiative and efforts of national leader Heydar Aliyev, which stimulated the development of the oil industry in Azerbaijan in 70-80s, the Shelf type of equipment for drilling at the depth of water column of 200 meters provided the discovery of new giant deep-sea oil and gas fields. The discovery of 8 new oil and gas fields expanded oil reserves by two and gas reserves by three. During this period, the new large oil fields (Guneshli, Chirag, Azeri, and others) were discovered at a depth of 80-350 meters.

At this stage, a special program for petroleum refining in Azerbaijan was developed and implemented by the initiative and under the coordination of the prominent politician Heydar Aliyev. With the implementation of the stages of the “reconstruction plan of the oil refining industry in Azerbaijan”, the changes occurring in the mentioned sphere deepened and expanded. Heydar Aliyev's oil strategy at the initial stage created an opportunity for the formation of an oil industry in Azerbaijan corresponding to world standards.

The allocation of USD 450 million in the Soviet Union for the construction of the Deep Water Jackets Factory in Baku (Azerbaijan), which had no analogs in the world at that time, the receipt of a license from Moscow (this plant was planned to be built in Astrakhan) was the result of the wise policy of Heydar Aliyev.

All these facts were due to the wise and farsighted policy of the national leader of the Azerbaijani people Heydar Aliyev. He was well aware that all the works carried out would serve the economic independence of Azerbaijan, which would gain independence in the future. History has proved national leader Heydar Aliyev right.

Heydar Aliyev's **independence period oil policy**. Azerbaijan faced many difficulties in the early 90s after gaining independence. The rupture of the economic relations between the Azerbaijan Republic and the Republics of the former **USSR** and the instability within the country put the oil and gas industry in a severe crisis state. In such conditions, Heydar Aliyev, who returned to Azerbaijan at the request of the people for the second time stood with the slogan “Oil is the national wealth of Azerbaijan” and was closely engaged in the development and restoration of the country's oil industry. It was necessary to choose between two variants for the settlement of the hard situation established in the oil industry and the development of hydrocarbon reserves of the country. It was necessary either to wait 15-20 years for the financial and economic situation of our country to become favorable, or to invite foreign oil companies. The national leader of the Azerbaijani people decided to attract large oil companies to Azerbaijan and a “New oil strategy” was developed in a short period of time. At that time, by order of the President of Azerbaijan, negotiations with foreign companies on the development of Azeri-Chirag-Guneshli fields were started. Genius leader Heydar Aliyev, who saved Azerbaijan from catastrophe, began to take measures for its economic recovery. From the very first days, the First Vice President of SOCAR, Ilham Aliyev, was involved in the negotiation process, becoming one of the most active participants in the development and successful implementation of the new oil strategy. On September 20, 1994, the “Contract of the Century” – “Production Sharing Agreement” was signed with 11 famous oil companies from 7 countries of the world on the development of Azeri-Chirag-Guneshli fields (deep water part). President of Azerbaijan Heydar Aliyev, who made a statement a few days before the signing of the agreement, assessed it as one of the decisive means to protect the sovereignty of our country and achieve rapid development of the national economy and said: **“The presented project ensures the economic interests of the Republic of Azerbaijan, Azerbaijani people today and in the future, therefore I have decided to sign this agreement”**.

In the time that has passed since the signing of the “Contract of the Century”, today, the successful realization of the “New oil strategy” of national leader Heydar Aliyev has become a reality. Considering all that, it is possible to single out the following implemented directions of the new oil strategy:

Ensuring Azerbaijan's access to the global markets of energy sources through the attraction of international oil companies, foreign business circles, and large investments in oil and gas projects;

Creation of export pipeline system to ensure free and rapid access of Azerbaijani oil to the world market; The Presidents of the USA, Turkey, Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, and Turkmenistan signed an inter-governmental agreement on the establishment of the head export pipeline Baku-Tbilisi-Ceyhan at the OSCE summit in Istanbul in November of 1999, and later this Agreement was ratified by Turkey and the parliaments of Azerbaijan and Georgia. The foundation stone of the Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline was laid with the participation of the national leader of Azerbaijan, Heydar Aliyev, with Turkey and Georgian presidents at Sangachal terminal in Baku on September 18, 2002, and its construction was initiated. The connection of the Azerbaijani part of BTC with the Georgian part took place in October 2004.

Currently, this pipeline allows not only to export Azerbaijani oil to world markets but will also become the main trunk pipeline of the “Silk Road” and Turkish-speaking countries. The selection of the Baku-Tbilisi-Ceyhan route results from our national leader Heydar Aliyev’s excellent policy; now, this pipeline has entered the oil pipeline system as a world “artery”.

Collecting and increasing oil revenues, which is the national wealth of Azerbaijan, for future generations, using these revenues for today’s generations, considering current social needs, economic progress, and development requirements of our country.

According to this, national leader Heydar Aliyev signed a decree on the “Establishment of the State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan” on December 29, 1999.

One of the achievements of realizing the “New Oil Strategy” established by national leader Heydar Aliyev is the introduction of advanced Western techniques and technology to Azerbaijan.

The new technology and equipment used in the hydrocarbon fields’ development, drilling, and operation have positively impacted the oil industry. For the first time in Azerbaijan, the construction of a giant offshore plant allowing the drilling of 48 wells in the Central Azeri field was built. Technically, one of the largest terminals in the world, the Sangachal terminal, has been built. In Azerbaijan, the companies “Tektfen”, “Azfen”, “McDermott” and others played a big role in the realization of the above-mentioned gigantic constructions. Thousands of Azerbaijani citizens work in foreign companies and firms in Azerbaijan's oil and gas sector.

To date, the oil strategy worked out by Heydar Aliyev is the basis for the fact that Azerbaijan, as an independent state, is the owner of its national wealth, that the economics of our country has integrated into the global economy, that our country survived the political, economic, and social crisis that occurred in the early 1990s and that the developed, strong and democratic state of Azerbaijan was established at the beginning of the 21st century. Seeing all this in advance, President of Azerbaijan Heydar Aliyev, in his historic speech at the signing ceremony of the “Contract of the Century”, said: **“I am happy to participate in elaboration and signing of this contract. I recognize the responsibility I have assumed and hope that future generations will properly appreciate the historic event that took place here today”**.

At present, the oil strategy of national leader Heydar Aliyev is successfully advancing to a new stage under the leadership of the President of the Republic of Azerbaijan, Ilham Aliyev.

The beginning of an essential stage of the oil strategy of President İlham Aliyev is September 14, 2017. On this date, the Azerbaijani government, an International Consortium, and BP signed a new agreement on the development of the Azeri-Chirag-Guneshli oil and gas field until 2050. Addressing the signing ceremony at the Heydar Aliyev Center in Baku, President Ilham Aliyev said: **“The contract that will be signed today is very important for our country. Development of Azeri-Chirag-Guneshli oil field is extended till 2056. The new contract to be signed is even more profitable for Azerbaijan, although the contract signed in 1994 has fully satisfied our interests. This time the contract was signed on even more favorable terms”**.

Dear conference participants! I believe the conference dedicated to the 100th anniversary of Heydar Aliyev will continue its work in a constructive and creative atmosphere, and the decisions and recommendations made here will be of great importance for scientific research resulting from the oil strategy of national leader Heydar Aliyev.

I welcome you once again and wish success to the conference participants.

Thanks for your attention!

*Prof. Fakhraddin Kadirov,
The General Manager of the Oil and Gas Institute of
Ministry of Science and Education of Azerbaijan
Full Member of the Azerbaijan National Academy of Science*

THE IMPACT OF SHALINESS AND WELL PAIR SPACING IN THE SAGD PERFORMANCE

Ipek G.

Middle East Technical University

The Northern Cyprus Campus: igamze@metu.edu.tr

Keywords: shale, thermal, SAGD, bitumen, steam chamber

Summary. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) is a common thermal recovery technology that uses steam to heat and extract oil from bitumen reservoirs. It consists of an upper horizontal injector and a lower horizontal producer. Varied lateral extent, thickness, and frequency of shale layers can be observed and these shale layers can substantially impair the pay zone's vertical permeability and slow down the SAGD process by interfering with the flow of steam and oil. Henceforth, identifying shale problems and finding solutions to them has become critical in SAGD production.

This study investigated shale issues in the SAGD process from the simulation perspective. Hypothetical shale cases were built in SAGD simulation models using the CMG STARS simulator. In addition, the vertical well pair spacing in the SAGD simulation model was changed to test it as a remediation technology to reduce the negative shale impact on the steam chamber, and the SAGD performance.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

In the SAGD process, steam is injected from a horizontal injection well above a horizontal producer. Steam flows horizontally and vertically in the reservoir as a steam chamber is developed as shown in the left side of Figure 1. Due to the injected steam, heat is transferred into the surrounding reservoir and oil in the vicinity of the chamber is heated and its viscosity is reduced, and it is mobilized. It drains, driven by gravity, from the perimeter of the chamber to the production well. The condensate also drains with it.

A significant concern in the development of the SAGD process is the effect of barriers to vertical flow within the reservoir, as in the right side of Figure 1. They may consist of significantly sized shale layers or may be interbedded shale layers that can reduce the vertical and sometimes horizontal permeability.

In this paper, interbedded shales are defined as shales with limited lateral length, i.e. they are not continuous from the beginning of the well to the end point of the horizontal well.

Continuous and extensive shale layers can divide the reservoir and may prevent development of the steam chamber and result in an unsuccessful SAGD operation (Ipek et al., 2008). On the other hand, thin (a few centimeters thick) limited horizontal lengths of shale layers may not severely damage SAGD process performance (Butler, 1996). Inter-bedded shale (IBS) and shale laminates are detrimental to the performance of SAGD and hybrid SAGD/Solvent processes since they reduce, sometimes severely, vertical mobility of the pay zone. Many reservoirs in Athabasca feasible for SAGD or hybrid SAGD/solvent processes have such problems, some of them extensive. Therefore, to improve productivity in these reservoirs, dealing with shale problems has become inevitable and solutions are urgently needed.

The nature and extent of these laminations is not well understood. The current technology for dealing with shale laminations is to inject steam at sufficiently high temperature and pressure so that thermal stresses developed in the reservoir fracture the laminations and disrupt their continuity. Low energy processes under development, including low pressure SAGD will not raise the temperature and pressure sufficiently to disrupt the shale layers. It is therefore necessary to use other methods to fracture the shale laminates.

One obvious approach in dealing with shale problems is to adjust the injection well placement. The problem was first studied in the lab in the late 1980s (Yang, and Butler, 1992). The results have suggested that a higher injector will lead to increased production when intervening shale laminates are present. Most of the subsequent numerical studies have agreed with this assertion (Yuan et al., 2004).

Hypothetical shale cases were built in simulation models. In addition, the well pair spacing in SAGD simulation model was increased to test this approach as a remediation technology to reduce the negative shale impact on SAGD performance. In that case, the SAGD process was initialized by Wet Electric Heating (WEH) (Yuan et al., 2004). It was observed that the increase in vertical well pair spacing using WEH initialization could improve poor SAGD performance in the model.

Method and / or theory

The reservoir properties used in the simulation model are included in the following section. In addition, vertical well pair spacing in the SAGD simulation model was increased to test as a remediation technology to reduce the negative shale impact on SAGD performance. In that case, the SAGD process was initialized by Wet Electric Heating (WEH). In the simulation model, an increase in vertical well pair spacing using WEH initialization improved poor SAGD performance at early stages of production.

SIMULATION

Table illustrates the reservoir properties used. They were based on the Athabasca deposit.

Parameters used in the model

Initial Reservoir Pressure, P_r	2900 kPa
Initial Reservoir Temperature, T_r	13 °C
Porosity, ϕ	32 %
Vertical Permeability, k_v	1/3 kh
Horizontal Permeability, k_h	4 D
Initial Water Saturation, S_{wi}	0.14
Initial Oil Saturation, S_{oi}	0.86
Pay Thickness, h	25 m
Length, L	600 m
Width, w	121 m
Depth, D	470 m
Steam Injection Temperature, T_i	263 °C
Maximum injection bottomhole pressure, P_{bhmax}	5000 kPa
Minimum producer bottomhole pressure, P_{bhmin}	3000 kPa

Figure 2 illustrates the steam chamber and SAGD performance in a homogeneous reservoir without shale. The steam chamber developed uniformly in the homogenous environment, as shown in Figure 2. The oil rate had a maximum value around 200 m³/day, which is reasonable for a SAGD process with these reservoir properties. In another representation, shale layers were randomly located to determine the impact of shale on SAGD performance. In the model, randomly implemented shale layers behave as the shale laminates in the Athabasca area. The reservoir was represented by a 121×1×25 grid, with block sizes of 1m×600m×1m. In the "Shale Case 1", eight shale layers 6 to 7 m in width and 1 m thick were symmetrically located at the top 5 m of the reservoir, as shown in Figure 3, first figure on the left. The steam chamber, figure second from left in this Figure 3, is fairly uniform and is very similar to the one for the no shale case, indicating that the shale had little impact. Figure 3 also compares the SAGD performances in the presence and absence of shale at the top of the reservoir. The shale layers in the top part of the reservoir had an insignificant impact on SAGD performance.

In the "Shale Case2", as shown in Figure 4, there were three layers of shale; two just above the injection well and one on the left side of the reservoir. The steam chamber at the second year of the SAGD process from Figure 4 shows the disturbance in the development of steam chamber due to the shale layers just above the injection well. The shale layers located close to the upper part of injection well had a significant impact on the shape of the developed steam chamber which is confirmed by the SAGD performance difference between the no shale case and Shale Case 2 (Figure 4).

Several simulation cases were performed using different shale locations and showed that shale location could determine the magnitude of impact of shales in the SAGD process.

Remediation Technology

Figure 5 illustrates the well and shale locations for a typical SAGD, where the vertical well pair spacing is 5 m and for a Wet Electrical Heating, WEH, SAGD initiation process where the vertical well pair spacing is 10 m, respectively.

Steam chambers at two different times for Shale Case 2 and for the WEH case are shown in Figure 6. While the Shale Case 2 steam chambers show significant irregular development caused by shale, steam chamber at the beginning of the second year from the WEH case where vertical well pair spacing is 10 m, has little shale impact and it becomes almost regular in shape, at 2.5 years.

Figure 6 also shows a comparison between the SAGD oil rates for these two cases. SAGD initialization with WEH, which has 10 m vertical well pair spacing, can reduce the negative impact of shale on SAGD performance at the early stages of production.

Results and discussion

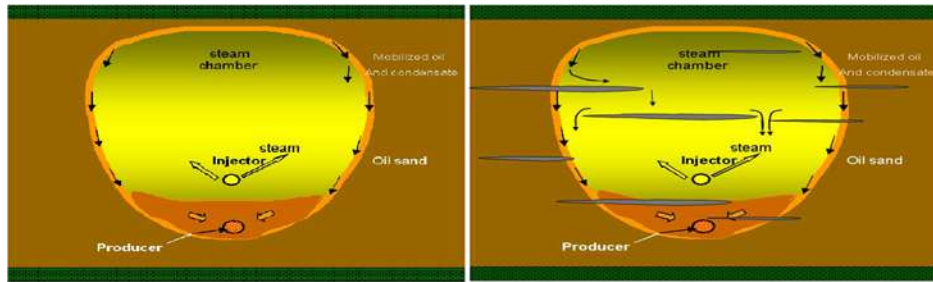


Fig. 1. Vertical cross-section of a reservoir during SAGD and SAGD process with shale barriers

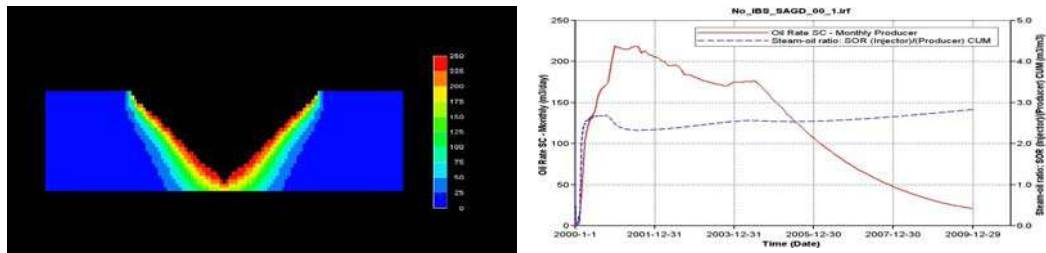


Fig. 2. The steam chamber at the second year and performance for the no shale SAGD case

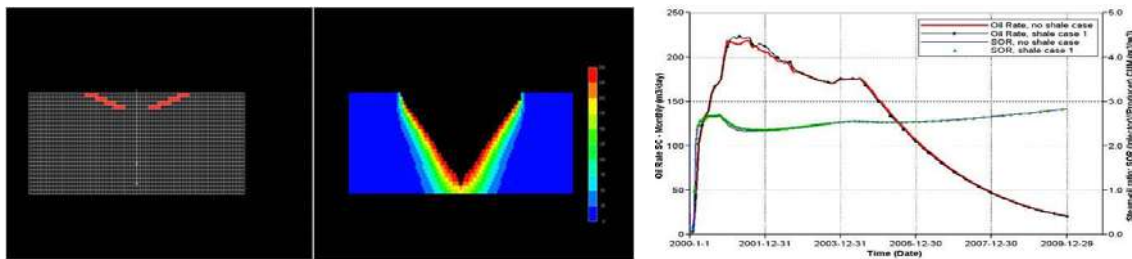


Fig. 3. Shale locations, the steam chamber at the second year and comparison of SAGD Performances between the no shale case and the Shale Case 1

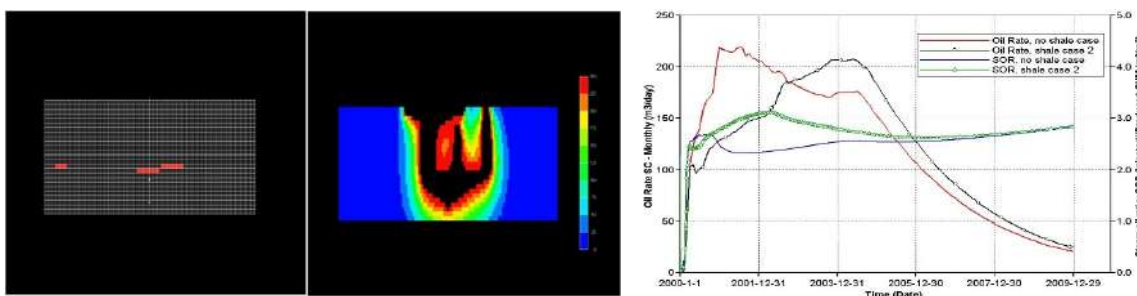


Fig. 4. Shale locations, the steam chamber at the second year and the comparison of SAGD performances between the no shale case and the Shale Case 2

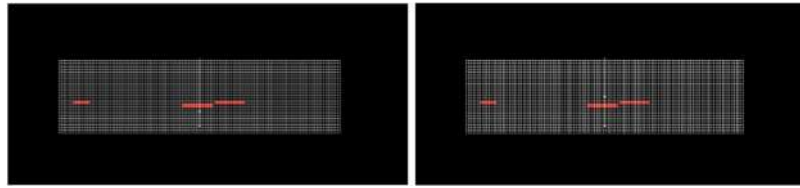


Fig. 5. Well and shale locations in a usual SAGD and WEH process

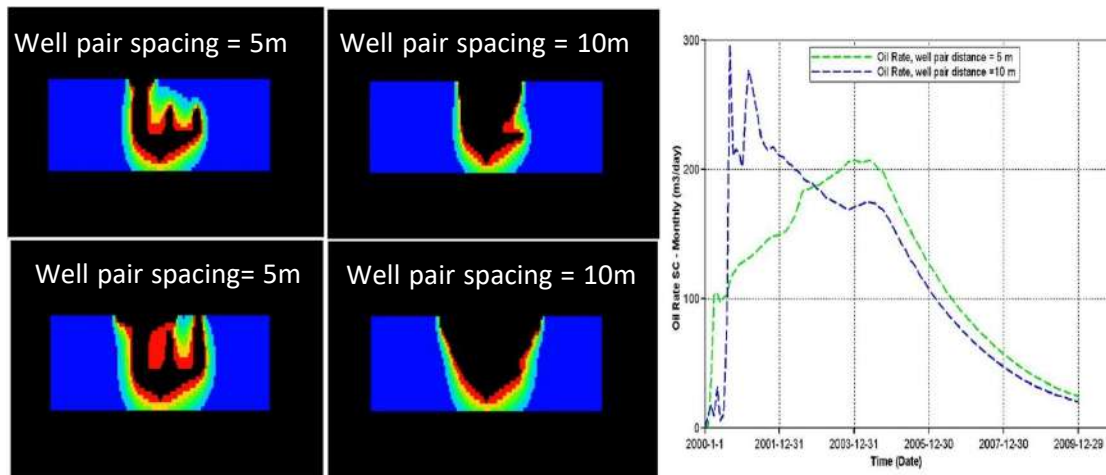


Fig. 6. Comparison of steam chambers and SAGD performance between the Shale Case 2 and WEH case

Conclusion

Shale impact on SAGD performance was evaluated in simulations and the preliminary conclusions from these simulation results are:

1. SAGD performance and steam chamber development can be sensitive to the location and the size of the shale above the injector
2. An increase in vertical well pair spacing, from 5 m to 10 m, using a WEH initialization can reduce the negative impact of shaliness above the injector and can improve SAGD performance at the early stages of production.
3. It is recommended to do further detailed study for varying location, distribution and size of laminated and interbedded shales to have a better understanding of shale impact on the performance and steam chamber development, and to have a better recommendation for vertical well pair spacing to overcome the shaliness negative impact on SAGD performance for the remediation technology

Acknowledgement

The author thanks the AERI/ARC/ Core/Industry Research program for their guidance in the initiation of this research topic. Many thanks are also due to Jian Yang Yuan and Yoshiaki Ito of ARC at that time, for helpful discussions.

REFERENCES

- Ipek G., Frauenfeld T., Yuan J.-Y. Numerical Study of Shale Issues in SAGD. Canadian International Petroleum Conference/SPE Gas Technology Symposium Joint Conference Calgary Alberta Canada, June 17-19, 2008, Paper # CIPC-2008-150.
- Butler R.M. Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen. Petroleum Society Monograph # 2, Chapter 11, 1996, p. 192.
- Yang P. and Butler R.M. JCPT Vol. 31, No. 8, Oct. 1992, pp. 37-43.
- Yuan J.-Y., Tunney C. and Lillico D. Impacts of Vertical Well Spacing on SAGD Performance. CIPC, Canadian International Petroleum Conference, Paper 2004-131, Calgary, Alberta, June 8- 10, 2004.
- Yuan J.-Y., Huang H., Mintz R., Wang X., Jossy C. and Tunney C. Wet Electric Heating for Starting Up SAGD/VAPEX,” CIPC, Canadian International Petroleum Conference, Paper 2004- 130, Calgary, Alberta, June 8-10, 2004.

NEW GAME CHANGER: MARINE GAS HYDRATES

Çifci G.^{1,2}¹Department of Geophysics, Engineering Faculty, Dokuz Eylül University²Institute of Marine Sciences and Technology, Dokuz Eylül University: gunay.cifci@deu.edu.tr

Keywords: Black Sea, Caspian Sea, Gas Hydrates, Revolution of Unconventional Energy

Summary. Gas Hydrates (Methane Hydrates) are ice-like crystalline solids formed by the trapped entrapment of gas molecules in a lattice by water molecules. They are formed under high pressure and low-temperature conditions. They usually contain methane gas, which is the main component of natural gas. Water molecules surround the methane molecules trapping them in a ‘cage’ of water molecules to form gas hydrates (GH). They are commonly found in the continental margin (continental slope), seafloor sediments, and near-polar frost (permafrost) areas also includes the Black Sea and Caspian Sea. GH are important for earth sciences and economics; the methane leaks that occur in these zones are a direct indicator of the presence of hydrocarbon reserves in the depths, behaves for the accumulation of methane gas. GH themselves are also an important source of energy. They are called “zipped gas, burning ice” because they contain 164 times more gas than its volume.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Today, Marine Gas Hydrates deposits, which can be defined as a type in economic terms as a “relatively clean energy source of the near future”. When the near-future scenarios in the energy are researched, it is understood that coal based energy/electricity production will reach its maximum level in a short time, particularly when power plants to be installed are taken into. By the 2040s, it is predicted that natural gas-based energy production will out perform a rapidly increased share of renewable energy resources. Shale gas and Gas hydrates both are an alternative in natural gas production. "these two unconventional energy sources have been investigated in recent years and production technologies have been developed. As a result, since the 2000s, Shale Gas has taken its present place in the oil industry and has become “game-changer” energy source in terms of countries’ policies. Now turn is on Gas Hydrates in the new plays as the unconventional hydrocarbon revolution. Gas Hydrates are a potentially huge worldwide resource in the form of natural gas trapped in the ice in permafrost ocean sediments. Due to the large volume of methane they contain, it seems Gas hydrates reserves will stand out as the main alternative/ Unconventional energy Resource in near future.

GH occurs at high-pressure and moderate temperatures in the Marmara, Mediterranean, and Black Sea. To carry out work in those areas, the Geophysical seismic laboratory established within Dokuz Eylül University with the support of the State Planning Organization (DPT) served as a focal point in many research activities and carried out exploration studies between 2005 and 2018 by mapping GH and taking samples from the seafloor for the first time. Among these studies, the first phase of the National Gashydrate projects were been completed and a priceless discovery with a national team has generated decades of energy potential.

Method and / or theory

What are Gas hydrates or methane hydrates? Gas hydrate refers to dirty white color crystalline ice-like substance, which formed under high pressure and low temperature by combining lattice-bearing water molecules and natural gas molecules. The formation of the ice-like, crystalline GH composed of hydrocarbon gas molecules and water molecules surrounding them under the seafloor in high pressure and low-temperature environments depends on the combination of four factors: low temperature, high pressure, water, and which mainly consists of methane. These are the conditions required for the formation of gas hydrates and some parameters that control the gas hydrate formation process. Stationarity condition of gas hydrate represented by the high pressure and low temperature conditions, and this situation is called "thermobaric conditions". If temperature increases and/or pressure drops, structure of the gas hydrate passes two phases that is gas and

water. Gas hydrate is in earth sciences and economically important for several reasons: (1) Gas hydrates are good cap rocks for oil and natural gas. A volume of gas hydrate can store up to 164 times per volume gas, and that gas hydrate occurs almost all around the world, (2) The methane hydrate itself is an important energy source (3) Methane seepage may indicate the existence of a deeper oil and gas reservoir, and (4) The methane production and migration in the slope sediments may cause massive slides. Last but not at least Methane gas has 22 times more global warm absorption capacity compared to carbon dioxide if it is released into the atmosphere. In other words, greenhouse gas due to its contribution to climate change.

BSR is bottom of gas hydrate accumulation follows the topography of the sea floor and on seismic sections they called Bottom Simulating Reflector in marine geophysics seismic sections. BSR reflections follow isothermal surface, the depth is determined by the geothermal gradient (Figure 1). The amount of methane gas captured/stored in GH all over the world is estimated to be twice the total carbon held in all fossil fuels in the World and more than fifty times the oil and natural gas resources. Existing GH deposits have been determined with up-to-date technology, only a small part of them have commercial potential, the real reserve and its contribution to the country's economy are much higher. Currently only a small fraction of existing gas hydrate deposits have commercial potential. Even that alone is the incredible size of the available resource.

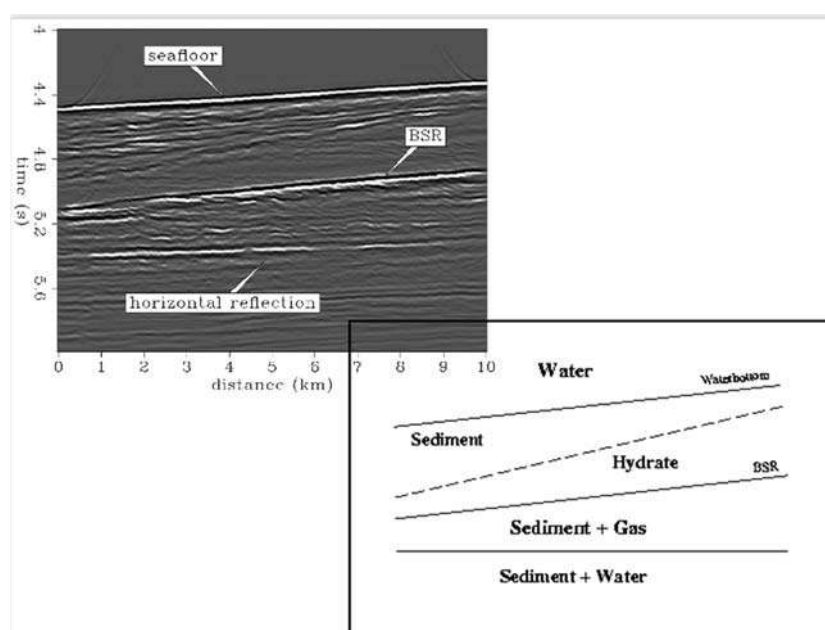


Fig. 1. BSR-that is bottom of gas hydrate accumulation follows the topography of the sea floor and on seismic sections they called Bottom Simulating Reflector

The areas within potentially show the Messoyakha area which is the first land production area in the world, GH areas in oil and gas fields such as Alaska, Gulf of Mexico, Angola Bay, and the Eastern Mediterranean, and GH areas such as the Nankai Trough where the first production was realized in the sea and the South China Sea. We are lucky with the gas hydrate resources as we know with Azerbaijan is also lucky it as oil and natural gas. Many countries, such as oil and gas-non existing China, Japan, South Korea, India, and Germany, as well as the oil- and gas rich United States, Brazil, Norway, and Iran have invested in this area. The first production test study has been carried out successfully in 2013 by Japan, and the second stage production test study was conducted in 2017. Within the scope of the 3rd phase, it targeted production works on a commercial scale starting already and continued to work towards uninterrupted production. China, which is the first country to continuous and stable gas production, carried out the same techniques in different areas. China has also come to the fore with the most patents among other gas hydrate countries. This was a big step towards making gas production from gas hydrates feasible.

The Hydrate Ridge located on the coast of Alaska, the Atlantic Ocean, the Pacific Continental Margin, Southern Mexico, the Central American Trench extending from Mexico to Costa Rica, the Atlantic Continental Margin, the Blake Outer Ridge, the southeastern and western active margin of the United States shows that GH is spreaded in sediments. On the Blake Plateau on the southeastern continental slope of the USA, only one area of approximately three thousand km² has methane reserves equal to approximately 30 times the annual gas consumption of the USA. In 2018, it was combined with an expanded gas hydrate production test with

stratigraphic testing in the western part of the Hydrate-01 well in the Prudhoe Bay area. The final goal of this project is a long-term (12-24 months) gas hydrate production test (Collet, 2018). After many projects such as the northern slope of Alaska, the US has planned and started a new drilling and pressure coring project in the Gulf of Mexico in early 2022 and 2023 (Collet T., personal communication 2023).

The most concrete step for GH studies in Turkey was an advanced research project supported by the State Planning Organization in 2003 (Çifci et al., 2003). With this project, a Geophysics Seismic Laboratory was established within Dokuz Eylül University, the laboratory activated by the author as project coordinator and supported several funds.

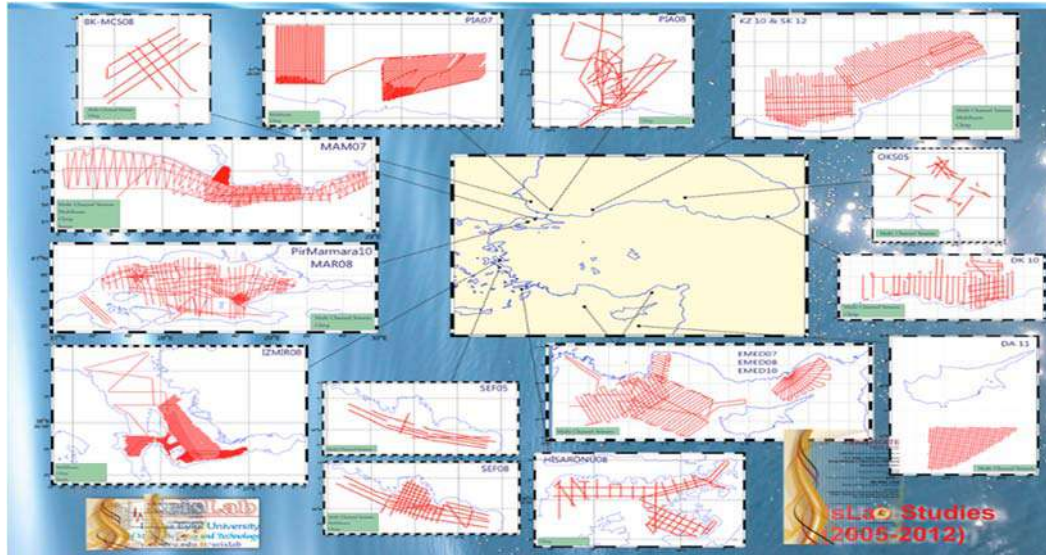


Fig. 2. Marine geophysical laboratory was run several cruises to research the gas hydrate mapping and sea bottom sampling between 2005 and 2018 to collect, process and interpret the geophysical and geological data using several thousands km data. The laboratory's infrastructure was been strengthened the laboratory is became only one in Turkey and international level in the world. With additional knowledge and experience, they have acquired staff and researchers who have served within, taking part in research projects with Turkey's research, exploration and drilling vessels and making important and valuable contributions

Results and discussion

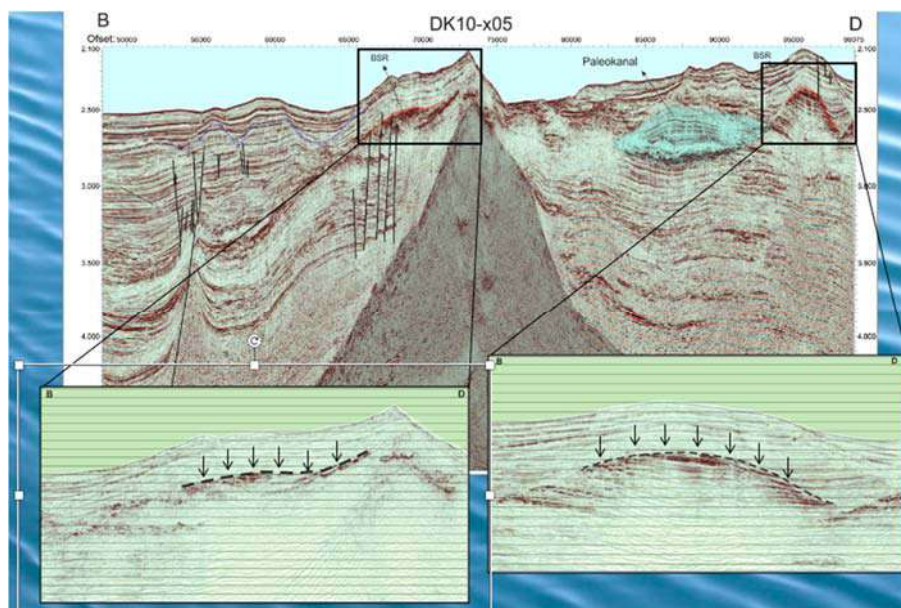


Fig. 3. The Bottom Simulating Reflector (BSR) mimics the sea floor on the seismic sections. The BSR reflections follow isothermal surface, the depth is determined by the geothermal gradient. At the BSR reflection level, sudden amplitude changes can be observed. Sometimes it extends to reflections and here BSR disappear. BSR is not real geological reflections that comes from interfaces, they cross the real sedimentary units on seismic sections. Free gas accumulation can be observed under the BSR reflections. BSR may indicate the presence of a deep reservoir of HC

Conclusion

Gas-hydrates are Game Changer. Gas-hydrates are most probably the near future energy sources of the World. The Black Sea and Caspian Sea are two of the richest waters having immense hydrate accumulations. Considering that energy resources are very limited; such a very important reserve discovery has the strategic importance that can change the fate of any country. A “game-changer” energy source in terms of countries’ policies towards energy sources to recover unconventional hydrocarbon resources changed everything.

REFERENCES

- Çifçi G. et al. Seismic Investigation of Gas-Saturated Sediments and Gas Hydrates in the Eastern Black Sea Shelf and Slope of Turkey. The State Planning Organization (DPT), Ankara, 2003, 2003K120360.
- Çifçi G. Gas Hydrates: The Energy Source of the Near Future. Belt and Road Initiative Quarterly, Vol. 2, 2020-2021, pp. 63-76.

CONTRIBUTION OF PRESERVATION LOW FREQUENCY INFORMATION ON STACKED SECTION: EXAMPLES FROM LAND AND MARINE SEISMIC DATA

Karlı H.

Karadeniz Technical University, Türkiye: hkarli@ktu.edu.tr

Keywords: *Low frequencies, ground roll noise, swell noise*

Summary. This paper presents an application of Wiener filtering to suppress the ground-roll and swell noises, which are with low frequency and high amplitude, included in land and marine seismic data. The noises always contaminate and make invisible the reflections especially in low frequency part of seismic data. The filtering of them without distorting the available frequencies is required in seismic data processing. For this purpose, the Wiener filter is designed to find the filter coefficients which are used to estimate the noises embedded in seismic data. Therefore, the noise estimation has been adaptively subtracted from the data to perform the filtering process. The applications of the method to both land and marine datasets show that the proposed filtering is effective in protecting available reflection signal and also provide a much improved quality of deep part of stack sections compared with the conventional classical band-pass filtering.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Seismic data acquired for the exploration of subsurface structural, stratigraphic or hydrocarbon potential include many types of noise that distorts the valuable primary reflections. The amplitudes of noises are generally superimposed with that of the amplitude of reflection events especially at low frequencies. Two of them are ground roll noise in land which is the vertical component of the Rayleigh surface waves, and swell noise occurred in bad weather conditions in marine data. The main characteristics of noises are that they have high amplitude, low frequencies and lower propagation velocity. The lower frequencies represent the available reflections from deeper reflectors such as deep hydrocarbon bearing reservoirs and structural and stratigraphic layers. On the other hand low frequencies are very important to obtain high resolution subsurface images and for acoustical impedance inversion (Kroode et al., 2013). Thus, the lower frequency amplitudes of seismic data should be protected during the filter processing. In conventional processing, both noises are commonly filtered by using band-pass and transform based filters such as f-k (frequency-wavenumber), tau-p (tau-slowness), t-f (time-frequency) and etc. All these filters are mute-based filters depending on predetermined frequencies and velocities, that is, firstly the cut-off frequencies or velocities are defined and the amplitudes between them are eliminated by zeroing out or multiplying with a small numerical value.

Figure 1 shows schematically procedure of the both mute and estimate based filtering strategy. As shown in Figure 1a-b, the filtering of noises using frequency selective surgical mute is mostly practical and faster, but available amplitudes within the spectral band are also filtered or distorted unnecessarily, and therefore, the signal to noise ratio of the data is reduced. Nowadays, it is mostly preferred the estimation-based filtering (Deighan and Watts, 1997; Liu, 1999; Yuan and etc., 2022) instead of surgical mute-based filtering to prevent the available spectral information of seismic data as given in Figure 1c-d. One of the estimation-based filtering is the Wiener filter which is widely used for the purpose of deconvolution in the seismic processing (Yılmaz, 2001; Karlı and Bayrak, 2004; Dondurur and Karlı, 2012). The most important feature of Wiener filters is that they convert an input signal into any desired signal. Thus, it provides to adjust the amplitude and phase of the coherent noises in the data with a reference noise signal. If a noise model is determined, the Wiener filter successfully converts it to real noise including the seismic data. The main idea behind the proposed filter is to determine the noise component from data and then to attenuate it by arithmetical subtraction. In this paper, the importance and contribution of Wiener filtering technique in filtering of noises without surgical muting the available spectral information was introduced and some real examples obtained from the application with mute and without surgical mute-based techniques are presented comparatively.

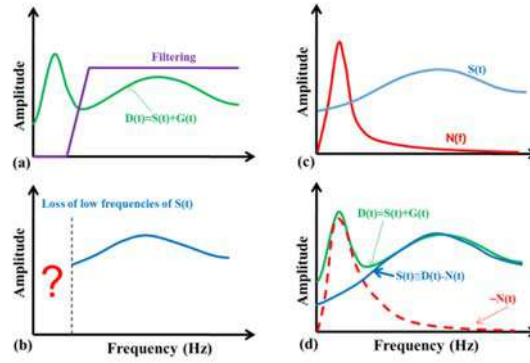


Fig. 1. Theoretical demonstration of the filtering of low frequency noises. (a, b) estimate and (c, d) mute based filtering strategies

Method and / or theory

The purposed strategy and mathematical base of Wiener filter application is briefly presented. When considering the seismic data model as $D(t)=S(t)+N(t)$ ($S(t)$ and $N(t)$ are respectively signal and noise), $N(t)$ should be estimated and is subtracted from $D(t)$. For this purpose, Wiener filter coefficients which convert the an input to desired output are calculated solving the least square error function, E (or cost function) as follows,

$$E = \sum_{i=1}^M (N_t - N_{est})^2 \quad (1)$$

Here, N_t is a noise model which can be conveniently extracted from the data itself by a simple low-pass filtering (for marine data) and is used as sweep signal according to frequency characteristics of the noise (for land data). $N_{est}(t)=f(t)*D(t)$ (* shows convolution) which is called as estimated noise or actual output. Now the Wiener filter strategy focus on obtaining the estimation filter coefficients, $f(t)$. After putting the N_{est} into the equation (1), it is solved taking the partial derivatives and setting them zero and rearranging the equations to obtain filter coefficients, $f(t)$ as follows,

$$f=R^{-1}C \quad (2)$$

R is autocorrelation ($D_t \otimes D_t$) of the seismic data, D_t and is in Toeplitz matrix form. C is cross-correlation ($N_t \otimes D_t$) between noise model N_t and seismic data D_t . Now, the filtering is performed as,

$$S=D-f*D \quad (3)$$

This process is also known as deconvolution or inversion processing. The inversion of R matrix is solved using Levinson-Dubrin recursion algebra which is recursive, fast and stable and also very useful for large amount data (Claerbout, 1976). For stabilization of inversion, a quadratic regularization is used. More implementation details of the method can be found in Karlı and Bayrak (2004) and Dondurur and Karlı (2012).

Results and discussion

The application of the method is conducted for both land data with sampling interval 4 msec from Canadian and marine data with sampling interval 1 msec from Türkiye. Fourier spectra of the one of shot data sets including ground roll noise and swell noise are given in Figure 2a and 2b. As it is seen, the low frequency parts of the both data are dominated by the amplitude of noises (see elliptic area). If it is used a classical band-pass filter using proper cut-off frequencies to filter the noises, all amplitudes overlapping at low frequency part are inevitably muted. Such a filtering causes the loss of useful low frequency information of the data and weakens the reflection information located in the deep parts of the stacking sections.

The results of land and marine seismic data are presented in Figure 3 and 4. The stacked data were obtained by applying conventional seismic data processing including data loading, geometry definition, editing, band-pass filter with 15-60Hz (Fig. 3a) for land data, 20-213 Hz (Fig. 4a) for marine data and Wiener estimation filter (Fig. 1b) with 8-15Hz sweep signal as noise model for land data and low-pass filter output with the cut-off frequency $f_c=15$ Hz as noise model for marine data. The successive processes include CDP sort, velocity

analysis, normal move out correction, stack and display with automatic gain control (500ms). As it is clearly seen that since the Wiener filtering protects the lower frequency contents of the data (see arrows), the amplitude of the deeper reflections increases and resolution is improved.

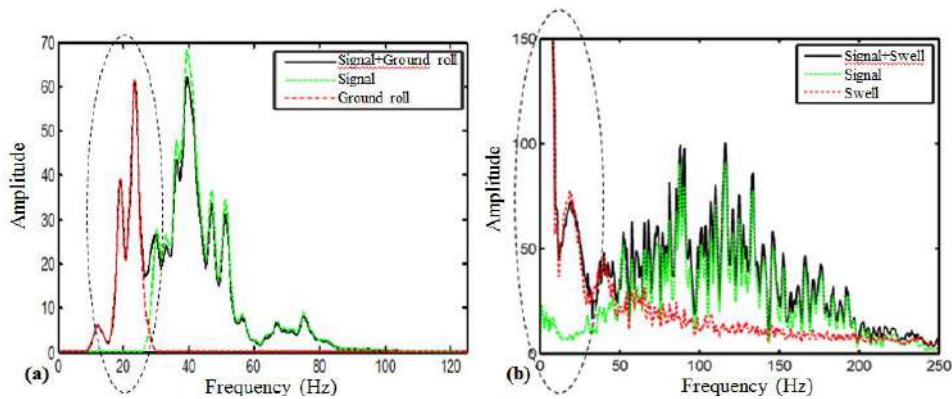


Fig. 2. An example of Fourier spectra from both land (a) and marine (b) seismic shot data

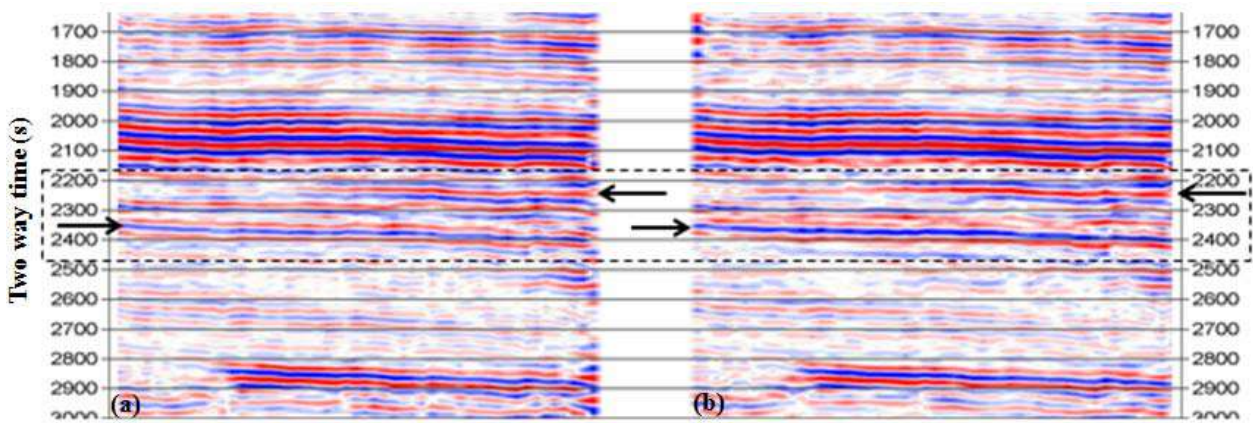


Fig. 3. Application results of filters on deep part of the stacked land seismic data. (a) Classical band-pass filter and (b) Wiener filter

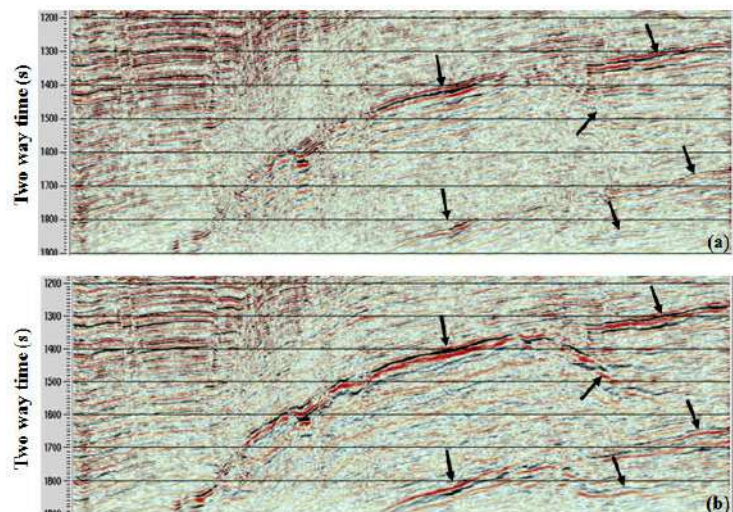


Fig. 4. Application results of filters on deep part of the stacked marine seismic data. (a) Classical band-pass filter and (b) Wiener filter

Conclusion

In this study, it was shown that Wiener filtering has effectively filtered the ground roll and the swell noises which overlap available reflections in low frequency band of seismic data. In order to indicate the performance

of the proposed method, stacked sections were obtained using both the classical band-pass filtering and Wiener filtering. Outcomes from both filters are compared in terms of both quality of the final images and protection of useful information of data. The proposed filtering clearly improved the quality of stack sections and therefore provided more interpretable seismic section in terms of structural and hydrocarbon trap exploration, especially at deeper part of seismic data.

REFERENCES

- Claerbout J.F. *Fundamentals of Geophysical Data Processing with applications to petroleum prospecting*. McGraw-Hill. New York, U.S.A, 1976, 274 p.
- Deighan A., Watts D. Ground-roll suppression using the wavelet transform. *Geophysics*. Vol. 62, 1997, pp. 1896-1903.
- Dondurur D., Karlı H. Swell Noise Suppression by Wiener Prediction Filter. *Journal of Applied Geophysics*, Vol. 80, 2012, pp. 91-100.
- Karlı H., Bayrak Y. Using the Wiener-Levinson Algorithm to Suppress Ground-Roll, *Journal of Applied Geophysics*, Vol. 55, 2004, pp. 187-197.
- Liu X. Ground roll suppression using the Karhunen–Loeve transform. *Geophysics*, Vol. 64, 1999, pp. 564-566.
- ten Kroode F., Bergler S., Corsten C., de Maag, J.W., Strijbos F., Tijhof H. Broadband seismic data-The importance of low frequencies, *Geophysics*, Vol. 78(2), 2013, WA3-WA14.
- Yilmaz O. *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 2001, 1028 p.
- Yuan Y., Li Y., Li G., Liu S. Adaptive ground-roll attenuation using local nonlinear filtering. *Computer and Geosciences*, Vol. 64, 2022, DOI:10.1016/j.cageo.2022.105124.

ОСНОВАТЕЛЬ СОВРЕМЕННОГО АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО ГОСУДАРСТВА
ГЕЙДАР АЛИЕВ – АВТОР КОНЦЕПЦИИ О НЕФТЯНОЙ СТРАТЕГИИ
АЗЕРБАЙДЖАНА

Керимов В.Ю.¹, Серикова У.С.²

¹Министерство науки и образования Республики Азербайджан, Институт нефти и газа

²ФГБОУ ВО, «Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе»

FOUNDER OF THE MODERN AZERBAIJANI STATE HEYDAR ALIYEV – AUTHOR OF THE CONCEPT
ON THE OIL STRATEGY OF AZERBAIJAN

Kerimov V.Yu.¹, Serikova U.S.²

¹Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas

²Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University"

Keywords: Heydar Aliyev, oil and gas industry, oil and gas resources, Caspian Sea, production, oil, gas, conventions on legal status, geological exploration, contract of a century

Summary. For transformation of independent Azerbaijan into the modern, strong, having sustainable development of economy state the national leader Heydar Aliyev defined oil strategy which became a basis of radical transformation of further political and economic reforms. This strategy provided involvement of foreign investors to development of oil fields of Azerbaijan, diversification of routes of transportation of crude oil, effective management of oil revenues and the entry of Azerbaijan in a new stage of development.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Современный этап развития нефтегазового комплекса Азербайджана начался после приобретения в 1990 г. независимости. В результате политической нестабильности и распада СССР значительный урон был нанесен экономике Азербайджана. В очень сложной ситуации оказалась нефтяная отрасль экономики: значительно сокращено ее финансирование, резко уменьшились объемы разведочного и эксплуатационного бурения и, как следствие, снизилась добыча нефти и газа в Каспийском море. Основными причинами снижения объемов добычи стали: истощение месторождений вследствие длительной эксплуатации, ограниченные возможности освоения новых залежей в связи с отсутствием современной техники и технологии для бурения скважин при глубинах моря свыше 150-200 м, резкое снижение объема эксплуатационного метража и малоэффективность работ над существующим фондом скважин. Выработка запасов по месторождениям в целом составляла к 1997 г. примерно 50% от начальных извлекаемых запасов.

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса на ближайшие годы связывались с вводом в эксплуатацию богатых месторождений. Вместе с тем отсутствие эффективных технологий тормозило освоение месторождений с промышленными запасами (как правило, в глубоководной части Каспия), прирост запасов и их геолого-экономическая оценка так и не были завершены. Одним из путей преодоления решения экономических трудностей, с которыми столкнулась вновь образованное государство после обретения независимости, стало именно развитие нефтяной и газовой промышленности (Алиев, 2003). И поэтому было важно привлечение иностранных инвестиций в экономику Азербайджана, и, в первую очередь, в нефтяную и газовую промышленность Каспийского моря.

Для превращения независимого Азербайджана в современное, сильное, обладающее устойчивым развитием экономики государство общенациональный лидер Гейдар Алиев определил нефтяную стратегию, которая стала основой коренной трансформации дальнейших политико-экономических реформ (Али-Заде и др., 2020). Эта стратегия обеспечила привлечение иностранных инвесторов к разработке

нефтяных месторождений Азербайджана, диверсификацию маршрутов транспортировки сырой нефти, эффективное управление нефтяными доходами и вступление Азербайджана в новый этап развития.

В июне 1993 года Алиев возглавил Милли Меджлис. Осенью 1993 года в биографии Гейдара Алиева прошли первые президентские выборы, на которых за него проголосовало 98,8%. За два с половиной года ему удалось навести порядок в стране. В стране была достигнута внутривластная стабильность. В сентябре 1994 г. в Баку руководители крупнейших транснациональных нефтяных компаний мира после длительных переговоров подписали «**Контракт века**» – соглашение о разработке нефтяных месторождений на глубоководном шельфе азербайджанского сектора Каспийского моря Азери, Чираг и глубоководной части Гюнешли. В настоящее время заключен 21 контракт с 35 компаниями мира по принципу совместного производства и раздела продукции. Прогнозируемые зарубежные инвестиции только за счет 10 подписанных соглашений оценивались в 56 млрд. долл. США. Подписание «Контракта века», ознаменовавшее начало нового периода развития нефтяной индустрии и экономики Азербайджана в целом наметило динамический путь развития и процветания государства в XXI веке. «Контракт Века», заключенный президентом и общенациональным лидером Азербайджана Гейдаром Алиевым, успешно реализуемый его преемником нынешним Президентом Ильхамом Алиевым, позволил республике совершить значительный рывок в развитии и занять соответствующую геополитическую позицию в мире. Реализация «Контракта века» является ярким доказательством претворения в жизнь верной нефтяной стратегии, составляющей концепцию экономического развития независимого Азербайджана (Султанов, 2000).

Хотя по предварительным расчетам извлекаемые запасы нефти на месторождениях «Азери», «Чираг» и в глубоководной части месторождения «Гюнешли» составляли 511 миллионов тонн, впоследствии согласно новым оценкам, запасы нефти были установлены в объеме 1.072 миллиарда тонн (Султанов, 2008).



Эксплуатация этого гигантского блока месторождений предусматривалась в трех стадиях. 7 ноября 1997 года на платформе «Чираг» была добыта первая нефть и успешно были осуществлены последующие этапы (Мир-Бабаев, 2009). Для выполнения положений контракта в намеченные сроки и поставки растущих объемов добываемой нефти на международные рынки были построены и сданы в эксплуатацию новые нефтепроводы:

- в конце 1997 года нефть стала экспортироваться на Черное море по трубопроводу Баку-Новороссийск;

- в 1999 году был проложен и сдан в эксплуатацию нефтепровод из Баку в другой черноморский порт – Супсу. В декабре 1999 года на мировые рынки был выведен первый танкер, груженный азербайджанской нефтью;

- в 2002 году в результате настойчивых усилий общенационального лидера Гейдара Алиева был заложен фундамент предусмотренного в «Контракте века» основного нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан, который многие считали мифом или трубопроводом на бумаге. Строительство трубопровода, представляющего глобальное значение, стало важным шагом, направленным на превращение Азербайджана в энергетический коридор. 25 мая 2005 года с участием Президента Азербайджанской Республики Ильхама Алиева состоялась церемония открытия нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан, в 2006 году началась транспортировка азербайджанской нефти из турецкого порта Джейхан (Керимов и др., 2014).

В целом, для поставки азербайджанской нефти из Каспийского моря на мировые рынки были построены нефтепроводы протяженностью до 1/10 экватора Земли: Баку-Новороссийск (1330 километров), Баку-Супса – (833 километра) и Основной экспортный нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (1768 километров).

К 2010 году производство нефти и газоконденсата достигло рекордного уровня в 1 млрд., при этом три четверти производства приходилось на блок АЧГ. Добыча выросла с 5.2 млрд. куб. м в 2005 году до 18.2 млрд. куб. м в 2015. С 2007 года Азербайджан стал нетто-экспортером газа (9.8 млрд. куб. м потребляется на внутреннем рынке) (Серикова, 1015).

К началу 2020 года в разработку блока «Азери-Чираг-Гюнешли» было инвестировано около 41 миллиарда долларов США, с этого блока добыто 546 миллионов тонн нефти, а также 49 миллиардов кубометров попутного газа.

Вопрос о разделении Каспия дискутировался на самом высоком уровне всеми пятью прикаспийскими государствами. Применение формулы «делим дно, а вода общая» и принципа поэтапности привело к приемлемому решению проблемы статуса Каспийского моря с учетом интересов всех прикаспийских государств. 23-24 сентября 2002 г. состоялся визит Президента Азербайджанской Республики Г. Алиева в Москву, основной целью которого было подписание соглашения между Российской Федерацией и Азербайджанской Республикой о разграничении сопредельных участков дна Каспийского моря. Подписанием московского соглашения завершились многолетние переговоры о статусе Каспия. Три прикаспийских государства – Азербайджан, Казахстан и Россия – пришли к соглашению. В решении вопроса о статусе Каспия неопределимое значение имела позитивная позиция президентов и авторитет Г.А.Алиева (Серикова, 1013).

Развитие геологоразведочных работ и начало крупномасштабной морской добычи в Каспийской акватории в целом привели к новым серьезным открытиям, новым крупным экономическим проектам и интенсивному развитию нефтегазового комплекса в Азербайджане.



Годы проходят, и мы все больше осознаем величие Гейдара Алиева. Он останется в истории, как азербайджанского народа, так и мировой истории феноменальным человеком и политиком

ЛИТЕРАТУРА

- Алиев И.Г. Каспийская нефть Азербайджана. Известия. Москва, 2003, 712 с.
- Али-Заде А.А., Гулиев И.С., Косьянов В.А., Керимов В.Ю. Россия – Азербайджан: состояние и развитие научно-образовательного и технологического сотрудничества. Горный Журнал, 2020, № 8, с. 4-7.
- Султанов Ч.А. Нефть. Нафта-Пресс. Баку, 2000, 286 с.
- Султанов Ч.А. Нефтегазовые стратегии и политика в XXI веке. Нурлар. Баку, 2008, 704 с.
- Мир-Бабаев М.Ф. Краткая история азербайджанской нефти. Азернешр. Баку, 2009, 287 с.
- Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. Нефтегазовый потенциал глубоких отложений Южно-Каспийской впадины. Нефтяная промышленность, № 5, 2014, с. 50-54.
- Серикова У.С. Становление и развитие нефтегазового комплекса Каспийского региона. ООО "Издательство Недр", 2015, 246 с.
- Серикова У.С. Роль российских ученых и специалистов в становлении и развитии нефтегазового комплекса Каспийского региона. История и педагогика естественных наук, 2013, № 3, с. 40-46.

ОСНОВАТЕЛЬ СОВРЕМЕННОГО АЗЕРБАЙДЖАНСКОГО ГОСУДАРСТВА ГЕЙДАР АЛИЕВ – АВТОР КОНЦЕПЦИИ О НЕФТЯНОЙ СТРАТЕГИИ АЗЕРБАЙДЖАНА

Керимов В.Ю.¹, Серикова У.С.²

¹Министерство науки и образования Республики Азербайджан, Институт нефти и газа

²ФГБОУ ВО, «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»

Резюме. Для превращения независимого Азербайджана в современное, сильное, обладающее устойчивым развитием экономики государство общенациональный лидер Гейдар Алиев определил нефтяную стратегию, которая стала основой коренной трансформации дальнейших политико-экономических реформ. Эта стратегия обеспечила привлечение иностранных инвесторов к разработке нефтяных месторождений Азербайджана, диверсификацию маршрутов транспортировки сырой нефти, эффективное управление нефтяными доходами и вступление Азербайджана в новый этап развития.

Ключевые слова: Гейдар Алиев, нефтегазовая промышленность, нефтегазовые ресурсы, Каспийское море, добыча, нефть, газ, конвенции о правовом статусе, геологоразведка, контракт века

**ПРИРОДНЫЕ И ТЕХНОГЕННЫЕ КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ ВЫБРОСЫ
И ВЗРЫВЫ ГАЗА В АРКТИКЕ И ДРУГИХ РЕГИОНАХ МИРА**

Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН),

Москва, Россия: geo.ecology17@gmail.com

**NATURAL AND TECHNOGENIC CATASTROPHIC GAS BLOWOUTS AND EXPLOSIONS
IN THE ARCTIC AND OTHER REGIONS OF THE WORLD**

Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V., Nikonov R.A.

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia: geo.ecology17@gmail.com

Keywords: *Earth degassing, gas blowouts and explosions, mud volcanoes, gas seeps, remote sensing (RS), unmanned aerial vehicles (UAVs)*

Summary. The study of the Earth's degassing processes is one of the main areas of research at the OGRI RAS. The authors created the geoinformation system "The Arctic and World Ocean" (GIS "AMO") with a huge amount of constantly updated geospatial data, giving possibilities for a comprehensive analysis of various natural and man-made phenomena directly or indirectly related to the degassing of the Earth. In the Arctic, a large amount of expeditionary works have been carried out with a wide range of geological and geophysical methods, which are analyzed in conjunction with RS data from space. This made it possible to obtain fundamentally new data on the gas-dynamic mechanisms of dangerous processes in the permafrost, including catastrophic blowouts and gas explosions with the formation of giant craters and mud volcanic eruptions. In total, about 18.5 thousand potentially dangerous objects were identified, which allows identifying the most dangerous zones in the terms of gas explosion in the north of the Western Siberia. In the Arctic, Caspian and other regions of the World, using remote sensing, the causes and consequences of technogenic degassing of the subsoil at a number of emergency oil and gas exploration wells with catastrophic consequences were investigated.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Более 30 лет в ИПНГ РАН развиваются исследования процессов дегазации Земли в различных геологических условиях и формах проявлений. Среди них особую значимость имеют скрытые от глаз глубинные и приповерхностные процессы, лишь часть которых отображается на поверхности Земли, включая дно Мирового океана, в виде сипов (seeps – просачивания) подземных флюидов, включая смеси углеводородных газов (СУВГ).

Основные цели работы авторов ориентированы на исследование недостаточно изученных опасных эндогенных процессов генерации, аккумуляции и миграции СУВГ вплоть до их выходов на поверхность Земли и дна Мирового океана в виде перманентной, пульсирующей и/или периодической мощной импульсной (взрывной) дегазации недр, нередко приводящей к катастрофическим изменениям рельефа, включая образование гигантских кратеров и оползней. В географическом плане регионы исследований простираются от самых северных широт Арктики, характеризующихся существованием криолитогеоза, до ничем не ограниченных регионов с различными формами проявлений природной и техногенной дегазации Земли, в том числе связанных с грязевым вулканизмом, диссоциацией газогидратов и неконтролируемыми перетоками СУВГ в околоскважинном пространстве (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021). Комплексный подход к изучению различных геопространственных данных позволяет выявить скрытые триггерные взаимосвязи, прямо или косвенно связанные с дегазацией Земли и другими процессами.

В 2008 г. в ИПНГ РАН на основе программного обеспечения (ПО) ArcGIS (ESRI, США) была создана геоинформационная система «Арктика и Мировой океан» (ГИС «АМО») (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский и др., 2019; Bogoyavlensky et al., 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022; Богоявленский и др., 2017), в которую загружаются геопространственные данные,

включая вышеперечисленные материалы авторов и других ученых (глубиной поиска более 120 лет), формирующие постоянно развиваемые, систематизированные огромные массивы данных (Big Data), доступные для комплексного анализа. В частности, в ГИС «АМО» созданы отдельные директории данных об опасных природных явлениях: землетрясения, стратовулканы, грязевые вулканы, метеоритные кратеры, кратеры выбросов газа, сипы нефти и газа, газогидраты, многолетние бугры пучения (МБП), ледовая обстановка, техногенные катастрофы при бурении скважин, добыче и транспортировке нефти и газа и др. (рис.1).

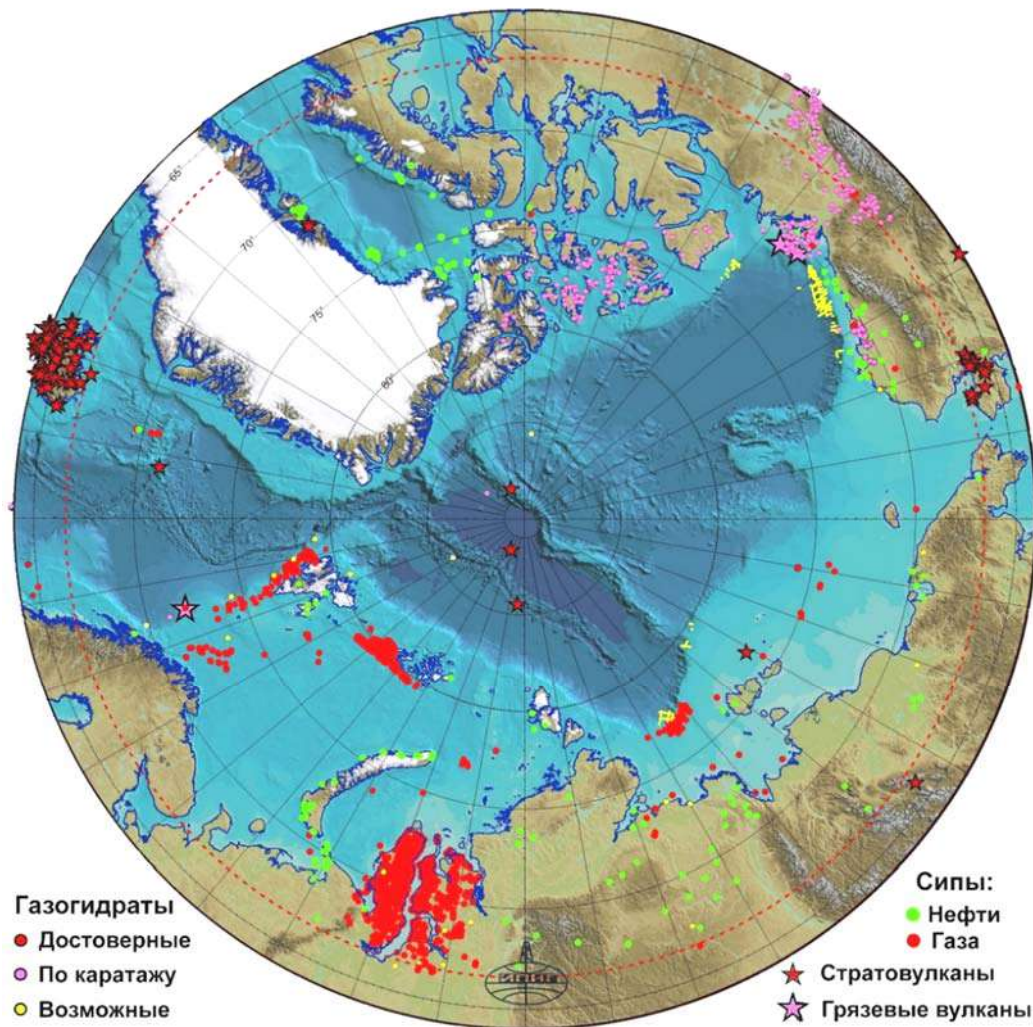


Рис. 1. Картографическая схема распространения нефтегазопоявлений на поверхности суши и акваторий Циркумарктического региона (2022 г.)

Методы исследований

В последнее десятилетие авторы ежегодно проводят экспедиционные работы в Арктике по изучению нового опасного явления, связанного с процессами мощных выбросов, самовоспламенений и взрывов газа на суше, а также со дна термокарстовых озер, рек и прибрежных зон Карского моря (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский и др., 2019; Bogoyavlensky et al. 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022). Также проведен ряд экспедиций в Азово-Черноморском и Каспийском регионах, в Республике Татарстан, в Тульской, Нижегородской и Саратовской областях. В полевых исследованиях в Арктике применялся широкий комплекс геолого-геофизических исследований, включая сейсморазведку (2D-4D), георадиолокацию, эхолокацию, бурение неглубоких скважин, взятие проб газа, воды и грунта для геохимических исследований. Во всех регионах с большой эффективностью применялись беспилотные летательные аппараты (БПЛА), позволившие получить принципиально новую информацию об уникальных объектах. С применением фотограмметрической обработки данных БПЛА Mavic Pro и Mavic Mini (DJI, Китай) в ПО Agisoft Metashape («Геоскан», Россия)

и ArcGIS строятся цифровые 3D-4D модели изучаемых объектов, доступные для дополнительного изучения в виртуальной реальности (Богоявленский и др., 2019; Bogoyavlensky et al., 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022). Также, масштабированные макеты цифровых моделей при помощи аддитивной технологии изготавливаются на 3D-принтере. Особо информативными являются данные дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса, во многих случаях предоставляющие возможность ретроспективного анализа особенностей формирования потенциально опасных объектов, а также катастрофических событий, произошедших со времени первых широкомасштабных космических съемок с начала 1960-х годов (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский и др., 2019; Bogoyavlensky et al., 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022; Богоявленский и др., 2017). Широко используются цифровые модели рельефа ArcticDEM, позволяющие проводить мониторинг его изменений, особенно в зонах катастрофических выбросов и взрывов газа (Bogoyavlensky et al., 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022).

Обсуждение результатов

Начиная с 2014 г. на суше Арктики изучаются гигантские полости в массивах подземного льда (реальный термокарст) с кратерами мощных выбросов газа, которых в ГИС «АМО» зафиксировано и в разной степени детальности исследовано около 20 (рис.2). Несколько таких опасных событий произошло вблизи инфраструктуры нефтегазовых промыслов (кратеры С1, С2, С17 и др.). Во всех трех подтвержденных очевидцами случаях выбросов газа (кратеры С3, С11 и С12) происходили его самовоспламенения и взрывы, которые мы объясняем электризацией пространства и электростатическими разрядами (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022). Отметим, что эти процессы также возникают и при мощных выбросах грязевых вулканов, в том числе на суше и акваториях Азово-Черноморско-Каспийского региона (Богоявленский, 2020; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022). Не вызывает сомнений, что газонасыщенные подземные полости образовались под действием эндогенных механизмов, а предшествующие взрыву МБП развиваются под влиянием газовой динамики сверхлитостатического давления (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022).



Рис. 2. Гигантские полости в массивах подземного льда, обнажившиеся после выбросов-взрывов газа на полуострове Ямал. Объекты: А - С1, В - С12, С - С17 (фото авторов) (Богоявленский, 2021)

На севере Западной Сибири (полуострова Ямал, Гыданский и Тазовский) по данным ДЗЗ из космоса обнаружено свыше 4.4 тысяч зон дегазации из термокарстовых озер (ТОКВГ), рек и прибрежных зон Карского моря с кратерами выбросов газа со дна (рис.3) (Богоявленский и др., 2019). Количество этих кратеров, также называемых покмарками (rockmarks), на дне ряда озер составляет многие сотни, и, возможно, даже тысячи. Всего для севера Западной Сибири при комплексном анализе данных ДЗЗ аэрокосмическими средствами обнаружено около 18.5 тысяч потенциально опасных объектов, образовавшихся под действием эндогенных и экзогенных процессов, включая более 14 тысяч МБП и более 4.4 тысяч зон дегазации со дна различных водоемов (рис.1 и рис.3). На основе этих данных построена региональная картографическая схема условного риска выбросов газа, при этом были выявлены наиболее опасные участки: на Ямале – Южно-Тамбейский, Сеяхинский, Северо-Тамбейский и Малыгинский; на Гыдане – вблизи поселка Утренний (завод «Арктик СПГ 2»); в Тазовском регионе – Уренгойско-Самбургский.

На полуострове Ямал на ряде обнаруженных объектов интенсивной дегазации недр авторами обоснован грязевулканический механизм извержений. Согласно ГОСТ Р 57123-2016, грязевой вулкан – «геологическое образование, постоянно или периодически извергающее грязевые массы и газы»,

обычно приуроченное к разломам. Такие явления были выявлены и исследованы на ряде термокарстовых озер, включая ТОКВГ Открытие (Богоявленский, 2020; Богоявленский, 2021; Богоявленский В., Богоявленский И., 2022).

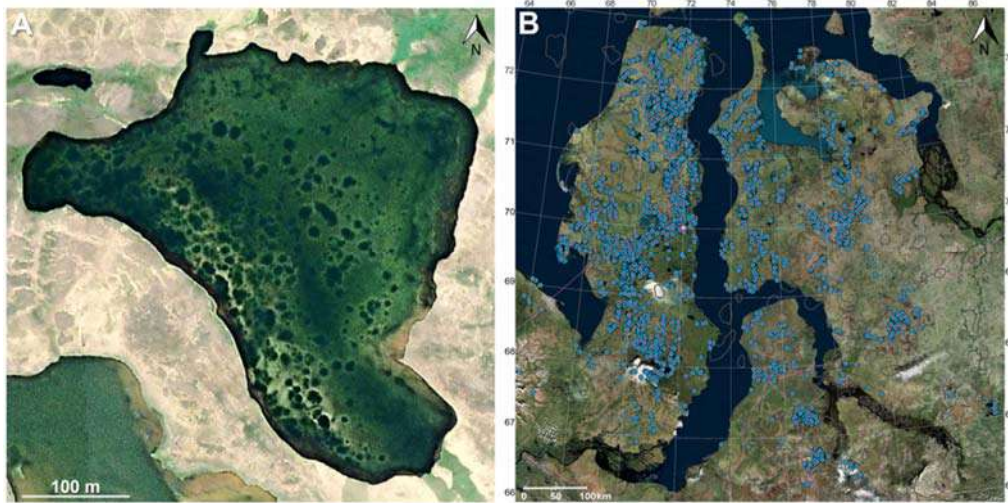


Рис. 3. Термокарстовое озеро с кратерами выбросов газа на дне (А) и картографическая схема распространения подобных озер на севере Западной Сибири (В)

В качестве одного из примеров на рис. 4.А приведен летний космоснимок WorldView-2 сверхвысокого пространственного разрешения крупного ТОКВГ (1.6 x 2.1 км), расположенного в центральной части полуострова Ямал. На его дне обнаружены три зоны существования покмарок (P1, P2 и P3) и два объекта (V1 и V2), отождествляемые нами с грязевулканическими постройками. Это подтверждается их характерной конической формой и наличием округлых/эллиптических кальдер с жерлами, которые особенно хорошо видны для вулкана V1 вместе с натечными формами его поверхности (см. рис.4.В1). С учетом того, что толщина озерного льда в этих широтах может достигать 1.5-2.0 м мы считаем, что глубина вершины вулкана от поверхности воды составляет не менее этих величин. За счет новых извержений грязебрекчии вершина вулкана может периодически подниматься выше уровня воды, но ее формирование ограничивается размыванием и ежегодным срезанием движущимся по ветру тающим льдом. По данным ДЗЗ в 1985-2022 гг. обнаружены прямые признаки зимних извержений газа из вершин V1 и V2 в виде ранних (май-июнь) проталин во льду, а также шлейфы распространения в воде струй газа и/или пластовых флюидов с растворенным газом в летний безледный период (рис.4.В2).

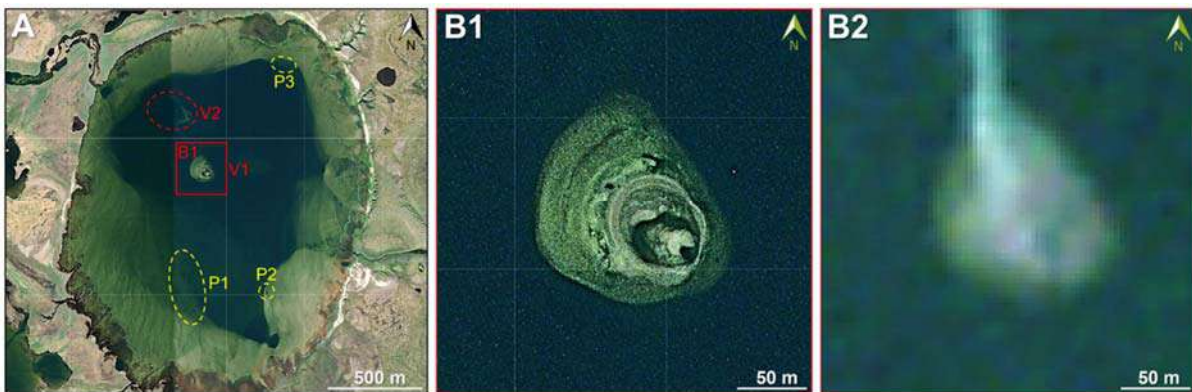


Рис. 4. Термокарстовое озеро на полуострове Ямал с зонами дегазации: P1, P2 и P3 – покмарки; V1 и V2 – грязевые вулканы

Авторами проанализированы последствия катастрофических выбросов (фонтанов) СУВГ и нефти с образованием гигантских кратеров вблизи устьев аварийных скважин поисково-разведочного бурения в Арктике, в южных районах России и в Каспийском регионе, а также в ряде нефтегазодобывающих стран мира (США, Мексика, Канада, Индонезия и др.). Важная информация была получена на

основе данных ДЗЗ из космоса и специально проведенных аэрофотосъемок с БПЛА. Несмотря на ликвидацию фонтанов многие десятилетия назад, доказано, что на ряде исследованных объектов активная эмиссия СУВГ продолжается и в настоящее время. В качестве одного из примеров приведем Кумжинскую катастрофу в Арктике, на которой фонтанирование СУВГ длилось 2362 дня (1980-1987 гг.) (Богоявленский, 2020; Богоявленский и др., 2017).

Выводы

На севере Западной Сибири происходит широкомасштабная дегазация Земли, при этом обнаружено около 4.5 тысяч зон интенсивных выбросов газа со дна термокарстовых озер. В Арктике авторами выполнен большой объем экспедиционных работ с широким комплексом геолого-геофизических методов, которые в совокупности с данными ДЗЗ из космоса позволили получить принципиально новую информацию о газодинамических механизмах опасных процессов в криолитозоне, включая катастрофические выбросы и взрывы газа с образованием гигантских кратеров. Не вызывает сомнений, что исследованные кратеры образовались на местах существования подземных газонасыщенных полостей (термокарст), сформировавшихся под действием эндогенных механизмов, а взрывы произошли под действием газодинамического механизма с сверхлитостатическим давлением газа в полости.

На Ямале впервые подтверждено существование ряда объектов дегазации недр грязевулканического типа. С учетом ряда ранее открытых грязевых вулканов на суше Аляски, Гренландии и Исландии, а также на дне морей Бофорта, Карском и Норвежском (Naakon Mosby), можно утверждать о существовании Циркумарктической грязевулканической провинции.

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках Государственного задания по теме «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата» (122022800264-9)

ЛИТЕРАТУРА

- Богоявленский В. И. Природные и техногенные угрозы при освоении месторождений горючих ископаемых в криолитосфере Земли. Горная промышленность, No. 1(149), 2020, с. 97-118.
- Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты генезиса катастрофических выбросов газа и образования гигантских кратеров в Арктике. Арктика: экология и экономика, Т. 11, No. 1, 2021, с. 51-66. DOI: 10.25283/2223-4594-2021-1-51-66.
- Богоявленский В. И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н., Никонов Р.А., Сизов О.С. Дегазация Земли в Арктике: дистанционные и экспедиционные исследования выбросов газа на термокарстовых озерах. Арктика: экология и экономика, No. 2(34), 2019, с.31-47.
- Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R. et al. New Catastrophic Gas Blowout and Giant Crater on the Yamal Peninsula in 2020: Results of the Expedition and Data Processing. Geosciences, Vol. 11, 71, 2021, 20 p. doi.org/10.3390/geosciences11020071.
- Богоявленский В. И., Богоявленский И.В. Специфика грязевулканической дегазации Земли с катастрофическими последствиями. Безопасность труда в промышленности, No.12, 2022, с.20-28. DOI: 10.24000/0409-2961-2022-12-20-28.
- Богоявленский В. И., Перекалин С.О., Бойчук В.М., Богоявленский В.И., Каргина Т.Н. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий. Арктика: экология и экономика, No.1, 2017, с. 32-46.

ПРИРОДНЫЕ И ТЕХНОГЕННЫЕ КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ ВЫБРОСЫ И ВЗРЫВЫ ГАЗА В АРКТИКЕ И ДРУГИХ РЕГИОНАХ МИРА

Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия: geo.ecology17@gmail.com

Резюме. Изучение процессов дегазации Земли является одним из основных направлений исследований ИПНГ РАН. Авторы создали геоинформационную систему «Арктика и Мировой океан» (ГИС «АМО») с огромным объемом геопространственных данных, позволяющих проводить комплексный анализ различных природных и техногенных явлений, прямо или косвенно связанных с дегазацией Земли. В Арктике выполнен большой объем экспедиционных работ с широким комплексом геолого-геофизических методов, которые проанализированы в совокупности с данными дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса. Это позволило получить принципиально новую информацию о газодинамических механизмах опасных процессов в криолитозоне, включая катастрофические выбросы и взрывы газа с образованием гигантских кратеров и грязевулканические извержения. Всего выявлено около 18.5 тысяч потенциально опасных объектов, что позволило выделить наиболее газозрывоопасные зоны на севере Западной Сибири. В Арктике, Каспийском и других регионах мира с применением ДЗЗ исследованы причины и последствия техногенной дегазации недр на ряде аварийных нефтегазопромысловых и разведочных скважин с катастрофическими последствиями.

Ключевые слова: дегазация Земли, выбросы и взрывы газа, грязевые вулканы, сипы газа, дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ), беспилотные летательные аппараты (БПЛА)

ALGORITHM FOR DETERMINING THE OPTIMAL COORDINATES OF THE WATER-SHUTOFF COMPOSITION IN THE BOTTOMHOLE ZONE

Suleimanov B.A., Jamalbayov M.A., Ibrahimov Kh.M.

SOCAR OilGasScientificResearchProject Institute: mehemmed.camalbeyov@socar.az

Keywords: watering, water shut-off, optimal placement, mathematical modeling

Summary. Watering is one of the main problems in the development of oil and gas fields. Regardless of the principle of technology, one of the indicators of the effectiveness of water shut-off methods is the stability time of the water shielding. The water shielding stability time, apart from other factors related to the water shielding composition itself and the porous medium, also depends on the distance of the water shielding zone from the well. Distances that are too remote, where the flow rates are much lower, require significant costs. And near, due to high speeds, the probability of destruction of the water shielding zone is much higher. Therefore, determining the optimal distance of the water shielding zone from the well is of interest. The purpose of this study is the development a mathematical model for the determination of the optimal distance of the water-shielding zone from the well.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Watering is one of the main problems in the development of oil and gas fields. It leads to serious problems both technically and economically and technologically. Firstly, watering affects the productivity of production wells and reduces their service life. The presence of water in the wellbore increases the weight of the liquid column, which leads to an increase in the power consumption of the lift, increases operating costs. Watering also contributes to the formation of scale, corrosion and degradation of field structures, from the wellbore to surface structures. Another serious problem associated with watering is the increased requirement for the separation, purification and disposal of formation water, leading to an increase in the cost of oil produced (Taha, Amani, 2019). Therefore, the development of existing and the creation of more effective methods for preventing and reducing the inflow of formation water to the well is one of the urgent problems in the development and operation of oil and gas fields. To combat watering, there are various technologies for influencing the reservoir and the bottomhole zone. However, they are connected by one common drawback – the fragility of the created insulation as a result of its flushing under the influence of formation fluid flows. Regardless of the principle of technology, one of the indicators of the effectiveness of water shut-off methods is the stability time of the water shielding. This is the time during which the shielding does not lose (or loses slightly) its functionality. This parameter, in addition to being a purely characteristic of the shielding composition itself, depends on the reservoir pressure and fluid flow rate in the reservoir. Therefore, the isolation screen should be located at such a distance from the well (see Fig. 1) where the fluid flow rate does not exceed the critical value. It should be noted that with increasing distance, the flow velocity becomes lower, but the consumption of the shielding composition and energy costs increase. Therefore, the determination of the minimum (critical) distance along the radius from the well of the treatment zone by the criterion of critical speed is of interest.

The paper is devoted to this particular issue - the issue of determining, on the basis of a mathematical model of oil filtration in a porous reservoir, the minimum distance of the treatment zone around the well, where the flow rate is not greater than the critical velocity, at which this shielding composition begins to lose its

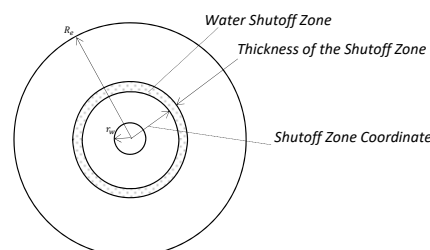


Fig. 1. The layout of the water-shutoff zone around the well draining the zone with a radius of R_e

function. For this purpose, we use the Binary flow model, taking into account the deformation of the reservoir rocks, the PVT properties of the hydrocarbon system, and the mass transfer between the phases. Below we propose a solution to the problem under consideration.

Mathematical model

The equations of motion for oil, gas and water (assuming that there is no mutual solubility of oil-water and gas-water) in a porous medium based on the Binary Model are written in the following form, respectively:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi_g(p, s_g) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_g(p, s_g), \tag{2.1}$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi_o(p, s_o) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_o(p, s_o), \tag{2.2}$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \varphi_w(p, s_w) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_w(p, s_w), \tag{2.3}$$

where

$$\varphi_o(p, s_o) = \left[\frac{k_{ro}(s_o)}{\mu_o(p)B_o(p)} + \frac{k_{rg}(s_o)p\beta c(p)}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} \right] k(p), \tag{2.4}$$

$$\varphi_g(p, s_g) = \left[\frac{k_{rg}(s_g)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p)z(p)p_{at}} + \frac{k_{ro}(s_o)R_s(p)}{\mu_o(p)B_o(p)} \right] k(p), \tag{2.5}$$

$$\varphi_w(p, s_w) = \left[\frac{k_{rw}(s_w)}{\mu_w(p)B_w(p)} \right] k(p), \tag{2.6}$$

$$f_o(p, s_o) = \left[\frac{s_o}{B_o(p)} + s_g \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right] \phi(p), \tag{2.7}$$

$$f_g(p, s) = \left[\frac{s_g p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{z(p) p_{at}} + s_o \frac{R_s(p)}{B_o(p)} \right] \phi(p),$$

$f_w(p, s_w) = s_w \frac{\phi(p)}{B_w(p)}$; k – initial and current permeability, $10^{-12}m^2$; $k_{ro}(s_o)$, $k_{rg}(s_g)$, $k_{rw}(s_w)$ – relative phase permeability for oil, gas and water; ϕ – initial, current porosity; s_o, s_g, s_w – pore saturation with oil, gas and water; $s_g + s_o + s_w = 1$; μ_o, μ_g, μ_w – the viscosities of oil, gas and water, $atm \cdot s$; Parameters with indices g, o, w correspond to gas, oil and water, respectively.

Equations (2.1), (2.2) and (2.3) describe the filtration of oil, gas and water in the reservoir. They take into account the mutual dissolution of oil and gas, the PVT properties of the hydrocarbon system, the deformation of the reservoir, resulting in changes in porosity and permeability. It is assumed that gas and oil do not dissolve in water.

Since the main production of the well is oil, therefore, equation (2.1) is considered, which is solved using the methodology presented in (Aliiev et al., 2010) and an expression for the flow rate in general form is obtained:

$$q = \frac{2\pi h(H_e - H_w)}{\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}}, \tag{2.8}$$

where

$$H = \int \varphi(p, s) dp + const, \tag{2.9}$$

H_e, H_w are the values of the H function on the boundary of the well drainage zone and at the bottomhole, respectively.

To apply (2.8), it is necessary to determine the pseudo depression $(H_e - H_w)$, for which the integrand φ in (2.9) is approximated by the following polynomial of the second degree: $\varphi(p, s) = ap^2 + bp + c$

In this case, from (2.9) to determine $(H_e - H_w)$, the following formula is obtained:

$$H_e - H_w = \frac{a}{3}(p_e^3 - p_w^3) + \frac{b}{2}(p_e^2 - p_w^2) + c(p_e - p_w) \quad (2.10)$$

Here, the coefficients a, b and c are determined by the values of the φ function on the boundary of the well drainage zone and at the bottomhole as follows:

$$a = \frac{(\tilde{\varphi} - \varphi_w)(p_e - p_w) - (\varphi_e - \varphi_w)(\tilde{p} - p_w)}{(p_e - p_w)(\tilde{p} - p_w)(\tilde{p} - p_e)}, \quad b = \frac{(\varphi_e - \varphi_s) - a(p_e^2 - p_w^2)}{p_e - p_w}, \quad c = \varphi_w - ap_w^2 - bp_w, \quad (2.11)$$

where φ_e, φ_w and $\tilde{\varphi}$ are the values of the φ function on the boundary of the well drainage zone, at the bottomhole and the average value, respectively; $\tilde{\varphi} = \varphi(\tilde{p}, \tilde{s})$, $\tilde{p} = \frac{p_e + p_w}{2}$.

Let us rewrite (2.8) taking into account (2.10) as follows:

$$q = \frac{2\pi h \left[\frac{a}{3}(p_e^3 - p_w^3) + \frac{b}{2}(p_e^2 - p_w^2) + c(p_e - p_w) \right]}{\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}} \quad (2.12)$$

For the formation cross section at r , the flow rate:

$$q = vS = v \cdot 2\pi rh \quad (2.13)$$

Assuming the constancy of the flow rate in a fairly short distance around the well with a radius of r_w , we write from equalities (2.12) and (2.13) as follows:

$$v \cdot 2\pi rh = \frac{2\pi h \left[\frac{a}{3}(p_e^3 - p_w^3) + \frac{b}{2}(p_e^2 - p_w^2) + c(p_e - p_w) \right]}{\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}}$$

From here we get an expression for determining the filtration rate along the cross section of the reservoir with the r radius at the $p_e - p_w$ drawdown:

$$v = \frac{\left[\frac{a}{3}(p_e^3 - p_w^3) + \frac{b}{2}(p_e^2 - p_w^2) + c(p_e - p_w) \right]}{r \left(\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right)} \quad (2.14)$$

Using expression (2.14), it is possible to determine the optimal coordinates of the screen if the critical filtration rate for a given shielding composition is known in advance, above which the composition is washed out:

$$r_{opt} = \frac{\frac{a}{3}(p_e^3 - p_w^3) + \frac{b}{2}(p_e^2 - p_w^2) + c(p_e - p_w)}{\left(\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right) \tilde{v}} \quad (2.15)$$

Having data on the well flow rate (q), it is possible to obtain a similar expression from (2.14) by multiplying the denominator and numerator by $2\pi h$ and taking into account (2.12) in the following form:

$$v = \frac{q}{2\pi hr}, \quad \text{and so: } r_{opt} = \frac{q}{2\pi h \tilde{v}}$$

Results of computer study and conclusions

On the basis of (2.14), taking into account (2.11) and the necessary relations, some computer studies were carried out, the results of which are shown in Fig. 2. Note that as data on the stability of the shielding composition, a hypothetical dependence of the stability time on the oil flow rate was used. All calculations were performed at a constant depression of 20 atm. Fig. 2 shows the curves of the change in flow rate from the distance around the well at reservoir pressure of 245 atm (blue curve), 163 atm (red curve) and 123 atm (blue curve) calculated by expression (2.14). According to these data, it can be seen that with distance from the well, the flow rate drops sharply, but after 1.0-1.5 meters, in this case, the rate reaches a minimum value and practically does not change. In addition, it can be seen that the higher the reservoir pressure, the greater the filtration rate, despite the identity of the draw-downs in the variants.

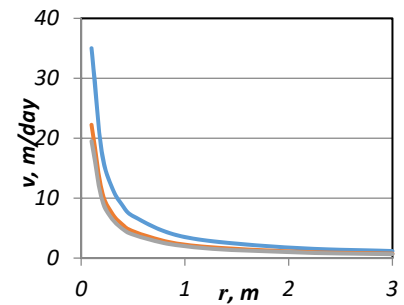


Fig. 2. Curves of changes in flow rate from distance around the well at reservoir pressure of 245 atm (blue curve), 163 atm (red curve) and 123 atm (green curve)

Nomenclature

a_m – is a rock compacting factor, $1/atm$; z, β – z-factor and gas temperature factor; c – content of potentially liquid hydrocarbons in the gas phase, m^3/m^3 ; B_o, B_w – volume factor of oil and water; s – solubility of gas in liquid, m^3/m^3 ; p_0, p – initial and current reservoir pressure, atm ; p_{at} – atmospheric pressure, atm ; p_w – bottom-hole pressure, atm ; p_e – pressure at the external boundary, atm ; $\bar{\gamma} = \frac{\gamma_o(p)}{\gamma_g(p)}$ – ratio of the specific gravities of oil and gas at reservoir pressure; r – radial coordinate; R_e – well drainage area radius, m ; r_w – wellbore radius, m ; v – velocity, m/s ; h – formation thickness, m ; t – time, s .

REFERENCES

- Taha A., Amani M. Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions. ChemEngineering, Vol. 3, 2019, 51, DOI:10.3390/chemengineering3020051.
- Aliev F.A., Jamalbayov M.A., Nasibov S.M. Mathematical modeling of the well-bed system under the gaslift operation. TWMS Journal of Pure and Applied Mathematics, Vol. 1, No.1, 2010, pp. 5-14.
- Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F., Dyshin O.A. The influence of light metalnanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. SOCAR Proceedings, No. 2, 2013, pp. 24-28.

ПРОЕКТ СОЗДАНИЯ ГАЗОВОГО ХАБА В ГРУЗИИ

Барабадзе Т.Г., Гуджабидзе И.К., Гуджабидзе Ш.И.,
Хундадзе Н.Ш., Гудавадзе Л.Г.

Грузинский Технический университет, Грузия
0171, Тбилиси, ул.Костава, 77: t.barabadze@gtu.ge

THE PROJECT OF CREATING A GAS HUB IN GEORGIA

Barabadze T.G., Gudzhabidze I.K., Gudzhabidze Sh.I., Khundadze N.Sh., Gudavadze L.G.

Geogian Technical University
0171, Georgia, Tbilisi, Kostava str. 77

Keywords: *underground gas storage (UGS), liquefied gas*

Summary. Our proposed project provides for the creation of the necessary infrastructure, including an underground gas storage facility (UGS) and a liquefaction terminal. The possibility of discovery of oil and gas reservoirs within the region was also considered.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Газ, поступающий по системе газопроводов AGRI (Azerbaijan-Georgia-Romanian Interconnector), который должен диверсифицировать его поставки из Каспийского региона в Европу альтернативным путем, будет аккумулироваться в хранилище и сжижаться в специальном терминале непосредственно перед погрузкой в танкер, что позволит резко сократить эксплуатационные расходы терминала. В дальнейшем, уже в сжиженном состоянии танкерами будет поставляться в терминал в румынском порту Констанца.

Метод (и/или Теория)

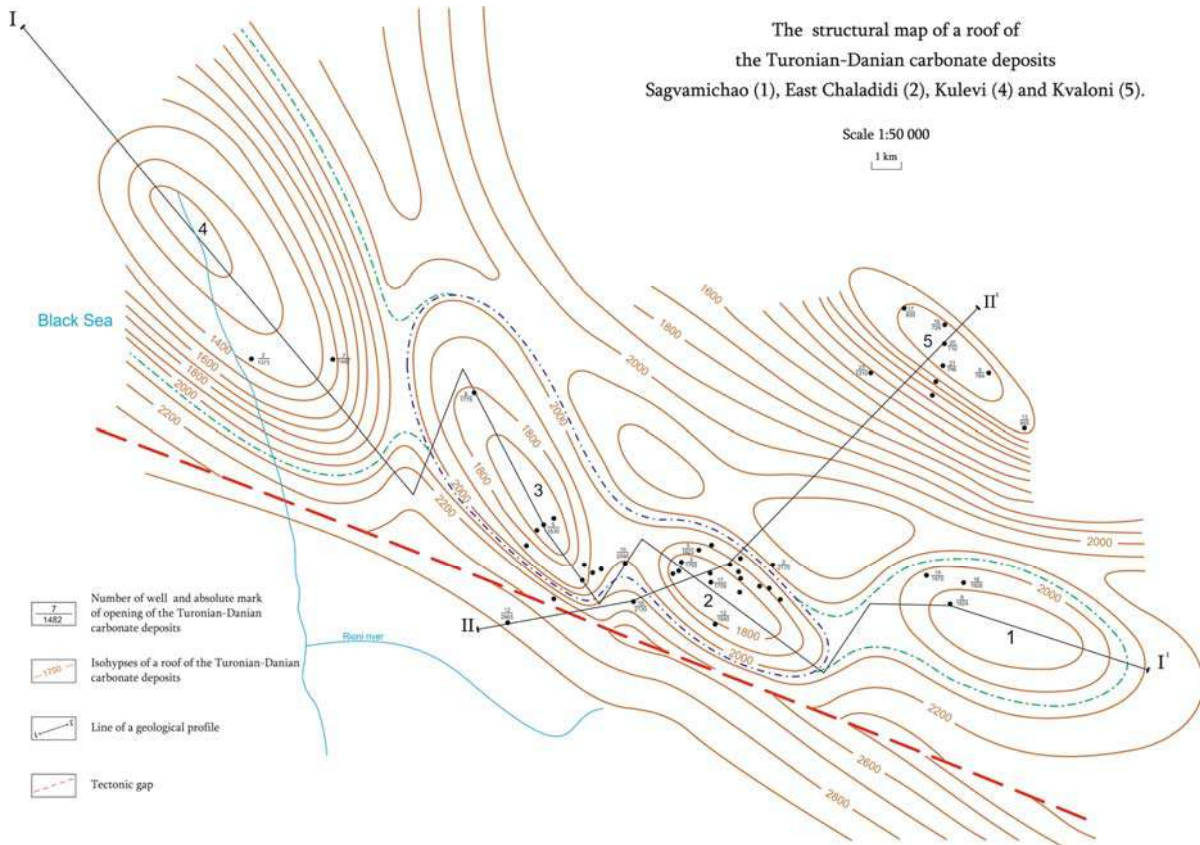
Как известно, в настоящее время с целью компенсации неравномерностей газопотребления, резервирования газа на случай аварий и терактов на газопроводах, а также создания стратегических запасов сооружаются подземные хранилища газа.

Наибольшее распространение получили ПХГ, созданные в истощенных залежах УВ и водоносных горизонтах, на которые приходится 70% от общего числа ПХГ.

Анализ геолого-геофизического материала и данных бурения, проведенных за последние десятилетия, позволил выявить наиболее перспективный объект для создания в нем ПХГ, который представляет собой 4 кулисообразно сочлененные между собой брахиантиклинальные структуры: Кулевская, Западно-Чаладидская, Восточно-Чаладидская и Сагвамичайская (рис.), расположенные в Западной Грузии. В тектоническом отношении регион относится к Нижне-Рионской подзоне западной (Колхидской) зоны погружения Закавказской межгорной впадины.

Все эти структуры, погребенные под четвертичным покровом, выявлены сейсморазведкой в 50-х годах прошлого века и в дальнейшем подтверждены глубоким бурением. Из них наиболее крупной является Кулевская складка, северо-западная переклиная часть которой расположена в акватории Черного моря и требует дополнительной детализации. Она простирается с юго-востока на северо-запад и достигает в длину 18-20 км при ширине до 8-10 км. Это симметричная брахиантиклинальная структура высотой до 900 м, с последней замкнутой изогипсой залегания кровли датских отложений -1200 м.

Кулевская структура также ЮВ-СЗ ориентации отделена неглубокой синклиальной перемычкой от Западно-Чаладидской складки. Размеры ее 12X6 км и высота до 300, с последней замкнутой изогипсой -1700 м. Она также посредством неглубокой синклиальной перемычки сочленяется с Восточно-Чаладидской складкой размерами 7-8X3-4км и высотой 200-250 м с последней замкнутой изогипсой -1800 м.



Структурная карта по кровле турон-датских карбонатных отложений Сагвамичао-Кулевской зоны

Последняя структура – Сагвамичао размерами 8-9Х4 км, высотой до 300 м и с последней замкнутой изогипсой -1900 м посредством широкой синклиналийной перемычки сочленяется с Восточно-Чаладидской довольно пологой складкой субширотного простираия.

На структурах Западное и Восточное Чаладиди были выявлены незначительные залежи нефти, нефтеносность которых связана с пачкой органогенных мелкофорамениферовых трещиноватых известняков, залегающих в кровле маастрихт-датских отложений. Нефтяная залежь в сводовой части Восточно-Чаладидской антиклинали залегает на глубине 1865 м, а в пределах юго-восточной периклинали Западно-Чаладидской антиклинали – на 1890 м. На Восточно-Чаладидской площади было пробурено 17 скважин. Промышленные притоки нефти были получены в скважинах №№ 4, 13 и 16 с начальными дебитом нефти соответственно 4, 70 и 2 тонны в сутки. В скважине 13 начальный дебит (70 тонн в сутки) резко уменьшился и через 1.5 года составил 4 тонны в сутки. На Западно-Чаладидской площади было пробурено 16 скважин, из которых скважины №№ 4, 9 и 9^а дали промышленный приток нефти до 4 тонн в сутки. Другие скважины дали приток хлоркальциевой воды, иногда с пленками нефти – до 25 тонн в сутки. Среднесуточный дебит скважин месторождения постепенно снизился и к концу 1984 г. оставшаяся в эксплуатации одна скважина давала одну тонну нефти. Газовый фактор сохранялся на уровне 64 м³/т.

Обсуждение результатов

Отмеченное позволяет говорить о возможности создания в данных структурах подземного хранилища газа, связанное с истощенными залежами нефти. На стальных структурах (Кулеви и Сагвамичао), где не были выявлены залежи нефти, возможно создание хранилища, связанное с водоносными горизонтами.

Основным коллекторским горизонтом являются турон-датские карбонатные отложения, надежно перекрываемые непроницаемой толщей палеоцен-эоценовых известковых глин с прослоями песчаников, мергелей и известняков мощностью до 100 метров.

Особая привлекательность проекта заключается в возможности поочередного освоения отмеченных структур в зависимости от необходимого объема хранилища. Проведенные нами исследования позволили определить объем проектируемого ПХГ.

Оценка запасов газа в хранилище была проведена объемным методом, который базируется на данных о геологических границах распространения залежи, характере порового пространства и соответствующем пластовом давлении (Russian joint-stock company "Gazprom", 1996). В первом приближении можно говорить об общем объеме хранилища 20 млрд.м³.

Возможность создания подземного хранилища газа имеется также и в неокомских отложениях мощностью 1000-1200 м, перекрытых непроницаемыми апт-сеноманскими глинистыми и туфогенно-известняковыми мергелями общей мощностью до 1000 м.

Положительным критерием создания ПХГ является близость к имеющимся и планируемым магистральным газопроводам, а также непосредственный выход к Черному морю.

Наряду с созданием подземного хранилища газа стратегического назначения в пределах этого региона также возможно открытие нефтегазовых залежей.

Выводы

Реализация проекта позволит обеспечить бесперебойную работу имеющихся и планируемых транснациональных газопроводов, а также энергетическую безопасность не только Грузии, но и стран Евросоюза.

Проект прошел апробацию и был одобрен Польской Государственной компанией нефти и газа (PGNiG) имеющей большой опыт в создании подземных хранилищ газа и поисках нефтяных и газовых месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

Российское акционерное общество "Газпром". Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий "ВНИИГАЗ". Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах. Москва, 1996.

ПРОЕКТ СОЗДАНИЯ ГАЗОВОГО ХАБА В ГРУЗИИ

Барабадзе Т.Г., Гуджабидзе И.К., Гуджабидзе Ш.И., Хундадзе Н.Ш., Гудавадзе Л.Г.

*Грузинский Технический университет, Грузия
0171, Тбилиси, ул.Костава, 77: t.barabadze@gtu.ge*

Резюме. Предлагаемый нами проект предусматривает создание необходимой инфраструктуры, включающей в себя подземное хранилище газа (ПХГ) и терминал по его сжижению. Также рассмотрена возможность открытия в пределах региона залежей нефти и газа.

Ключевые слова: подземное хранилище газа (ПХГ), сжиженный газ

INVESTIGATION OF NATURAL GAS HYDRATE POTENTIAL OF THE SOUTH CASPIAN SEA

Mustafayeva Z., Parlaktuna M.

Middle East Technical University, Ankara, Türkiye: mahmut@metu.edu.tr

Keywords: Natural gas hydrates, the Caspian Sea, the South Caspian Sea, mud volcanoes, Monte Carlo method

Summary. Some unique characteristics of the Caspian Sea, especially the South Caspian Sea, such as low geothermal gradient, rapid sedimentation, a great number of mud volcanoes, suitable temperature and pressure conditions make it worth for exploration of gas hydrate potential. In this study, gas hydrate potential of the South Caspian Sea is determined within the targeted coordinates, 39°N - 50°E, 40°N - 50°E, 40°N - 52°E and 39°N - 52°E, which includes Absheron area and several mud volcanoes but excluding the parts shallower than 100 m water depth. The total area is subdivided into three categories, namely gas hydrate concentrated zone, gas hydrate bearing zone and around craters of mud volcanoes. The mean of accessible resource volume is estimated as 2.18×10^{12} , 1.53×10^{14} , 1.65×10^{10} Sm³ of gas for these three zones, respectively. The mean of total accessible resource volume of targeted areas is estimated as 1.75×10^{14} Sm³ of gas.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The Caspian Sea is one of the oldest regions that petroleum industry is actually established. Recently, the region is under study as being gas hydrate province as well as being oil and gas province. Some unique properties of the region, like low geothermal gradient, rapid sedimentation, a great number of mud volcanoes, suitable temperature and pressure conditions, and actively generation of hydrocarbons make it attention grabbing (Buryakovsky et al., 2001).

Seismic, geological, and geophysical investigations are conducted and analyzed Under Deep Sea Drilling Project (DSDP) and Ocean Drilling Program (ODP). It was determined that the Caspian Sea has all essential conditions for formation of gas hydrates especially in the southern part.

A rough estimation of amount of methane is done in (Gerivani and Gerivani, 2015). According to their calculation in Gas Hydrate Stability Zone (GHSZ) in Absheron region, which is 100 km away from Baku, with thickness of 200 m extending for 10 km and only 5% of the sediments volume being composed of gas hydrates is assumed. Around 1 billion cubic meters of methane hydrate is estimated. Since 1 m³ of solid hydrate can contain 160 Sm³ of methane has around 160 standard billion cubic meter of hydrocarbon gas.

An estimation of mud volcanoes is done by Muradov (2002). In that study, resources of hydrocarbon gases in hydrates saturate sediments up to a depth of 100 m and are estimated at $0.2 \cdot 10^{15} - 8 \cdot 10^{15}$ m³. The amount of hydrocarbon gases concentrated in them is $10^{11} - 10^{12}$ Sm³ (Huseynov and Guliyev, 2004).

In this study, natural gas hydrate potential in the South Caspian Sea is investigated. The targeted area is taken almost within the coordinates 39°N, 50°E - 40°N, 50°E and 39°N, 52°E - 40°N, 52°E, excluding the parts shallower than 100 m. The area is divided by three according to hydrate saturation in sediments.

Three gas compositions are adapted from Diaconescu and Knapp (2000). Pure and saline water environments are considered and compared regarding the gas compositions and related zones. Methane hydrate equilibrium pressure values are obtained by CSMHYD program (CSMHYD, 2017). Pressure-temperature and temperature-depth diagrams are obtained accordingly.

Mud volcanoes in the region experiences very high geothermal gradient values and intensive gas seepage. Different gas compositions and geothermal gradient values from mud volcanoes of the South Caspian Sea are available in (Ginsburg et al., 1992). CSMHYD is used again to obtain hydrate formation pressure values. Pressure-temperature and temperature-depth diagrams are obtained for three mud volcanoes, Buzdag, Elm, and unnamed one on the Abikha bank.

Calculations are done by volumetric method. Estimations are calculated by Monte Carlo method using @RISK (@RISK, 2018). Parameters are obtained from literature and other studies from different fields in the

world. Accessible resource volumes are obtained from all three zones within the field of interest. Total accessible resource volume is reached finally.

Methodology

Equation 1 is used for the estimation of gas in hydrate reservoirs:

$$OGIP = A \times h \times \phi \times S_h \times VR \times CO \tag{1}$$

Where:

OGIP: Original CH₄ in-place in gas hydrate reservoirs, Sm³

A: Cross-sectional area of hydrate zone, m²

h: Thickness of hydrate zone, m

ϕ: Porosity, fraction

S_h: Gas hydrate saturation in pore space, fraction

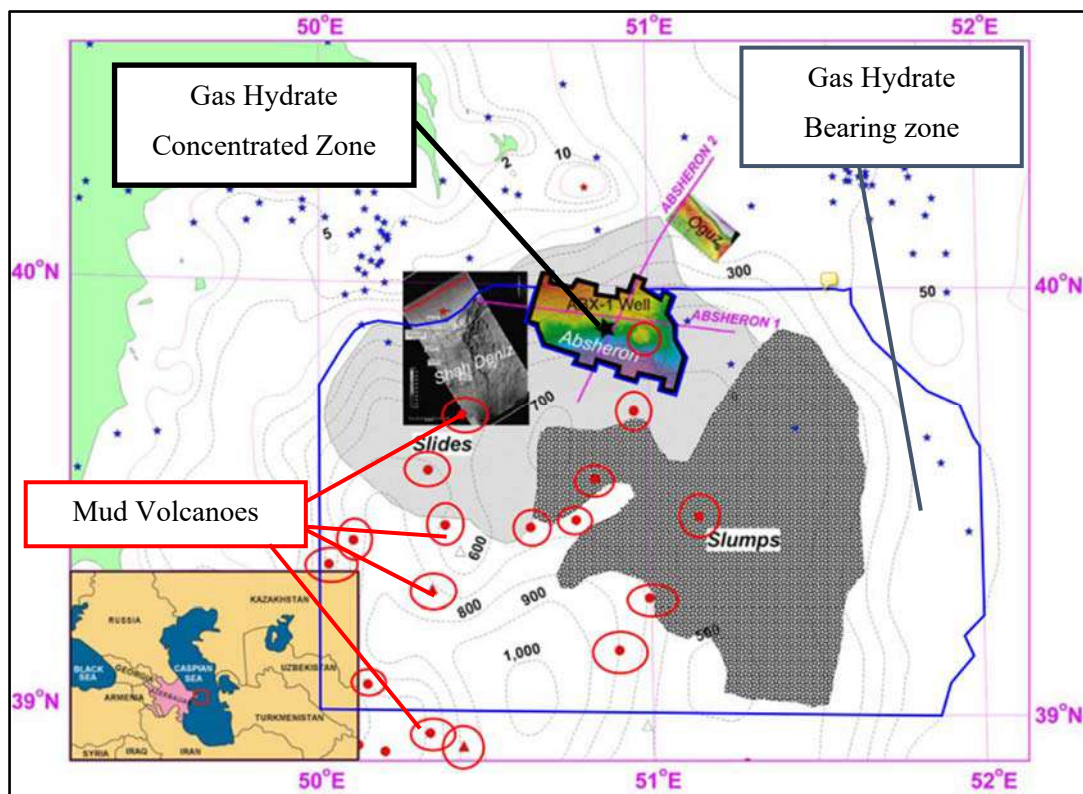
VR: Gas/hydrate volume ratio (volume of gas at STP in 1 m³ of gas hydrate), Sm³/m³

CO: Cage occupancy, fraction

Since the field needs further explorations, some data are unavailable in the literature. Estimations from other fields and some assumptions are used for parameters for which are not presently known.

The targeted area of this study is determined within the coordinates 39°N, 50°E - 40°N, 50°E and 39°N, 52°E - 40°N, 52°E, excluding the parts shallower than 100 m in the South Caspian Sea (Figure 1). Elm and unnamed mud volcano on the Abikha bank is also added to calculations due to their high probable gas hydrate potential. Planimeter measurements are applied on the available maps to estimate different hydrate bearing areas. The study area makes totally 17576.93 km². While dividing the area into different sections, idea from Fujii et al. (2008) is used. It is divided into three zones according to hydrate saturation. Gas hydrate concentrated zone is highlighted in black color. Bearing zones are highlighted in blue. Mud volcanoes are highlighted in red circles (Figure).

Details of the determination of numerical values of parameters in Equation 1 can be found in (Mustafayeva, 2018). The resultant values of three zones are listed in Table 1.



Map showing gas hydrate concentrated and bearing zones and mud volcanoes. Black line: gas hydrate concentrated zone; blue line: gas hydrate bearing zone; red circles: mud volcanoes

Table 1

Input parameters of three zones used in Equation 1

ZONE		A (m ²)	h (m)	S _h (fraction)	∅ (fraction)	VR (%)	CO (fraction)
Hydrate Concentrated Zone	Minimum	5.70×10 ⁸	200	0.45	0.1	166	0.96
	Mean	7.13×10 ⁸	841	0.60	0.2	-	0.98
	Maximum	8.55×10 ⁸	1400	0.90	0.4	172	0.99
Hydrate Bearing Zone	Minimum	1.36×10 ¹⁰	190	0.21	0.1	166	0.96
	Mean	1.70×10 ¹⁰	877.2	0.29	0.2	-	0.98
	Maximum	2.04×10 ¹⁰	1420	0.35	0.4	172	0.99
Mud Volcanoes	Minimum	4.75×10 ⁷	15	0.15	0.1	166	0.96
	Mean	5.94×10 ⁷	20	0.35	0.2	-	0.98
	Maximum	7.12×10 ⁷	30	0.50	0.4	172	0.99

Results

Estimations of gas volumes in different zones are done by @RISK program. @RISK is an add-in for Microsoft Excel, which performs risk analysis using Monte Carlo simulation. @RISK gives an opportunity to users see and analyze all possible outcomes. It presents a range of possible values in Microsoft Excel spreadsheet that allows making the best choice under uncertainty. So, after determining value range for parameters, probability density functions are used for 10,000 iterations by @Risk. The resulted outcomes give the probability of the minimum, mean, and maximum estimations. Table 2 lists the estimates obtained within this study.

Table 2Estimated gas volumes within three different zones (Sm³)

ZONE	Minimum	Mean	Maximum
Hydrate Concentrated Zone	5.47×10 ¹¹	2.18×10 ¹²	6.53×10 ¹²
Hydrate Bearing Zone	2.00×10 ¹³	1.53×10 ¹⁴	5.23×10 ¹⁴
Mud Volcanoes	2.80×10 ⁹	1.65×10 ¹⁰	4.80×10 ¹⁰
TOTAL	2.55×10 ¹³	1.74×10 ¹⁴	5.88×10 ¹⁴

Conclusion

Accessible resource volumes are obtained from all three zones within the field of interest. Total accessible resource volume is reached finally. Although these estimations are done under lots of uncertainties, unique geologic and stratigraphic features make South Caspian Sea worth for researching for gas hydrates.

Acknowledgement (Optional)

Financial support from BP Caspian for Mustafayeva Z. is highly appreciated during her M.Sc. study.

REFERENCES

- Buryakovskiy L.A., Chilingar G.V., Aminzadeh F. Petroleum geology of the South Caspian Basin. [electronic resource]. Gulf Professional Pub. Boston, 2001.
- CSMHYD. In Centre for Hydrate Research - Colorado School of Mines. Retrieved on December 27, 2017 from <http://hydrates.mines.edu/CHR/Software.html>
- Diaconescu C.C., Knapp, J.H. Buried gas hydrates in the deepwater of the South Caspian Sea, Azerbaijan: Implications for geo-hazards. Energy Exploration & Exploitation, Vol. 18(4), 2000, pp. 385-400.
- Fujii T., Saeki T., Kobayashi T., Inamori T., Hayashi M., Takano O., Takayama T., Kawasaki T., Nagakub, S., Nakamizu M., Yokoi K. Resource assessment of methane hydrate in the eastern Nankai Trough, Japan. Offshore technology conference, 2008, DOI:10.2118/19311-MS.
- Gerivani H., Gerivani B. Potential map of gas hydrate formation in Caspian Sea based on physicochemical stability evaluation of methane hydrate. Marine Georesources and Geotechnology, Vol. 35(1), 2015, pp. 136-142, DOI:10.1080/1064119X.2015.1118581.
- Ginsburg G.D., Guseynov R.A., Dadashev A.A., Ivanova G.A., Kazantsev S.A., Soloviyev V.A., Mashirov Y.G. Gas hydrates of the southern Caspian. International Geology Review, Vol. 34(8), 1992, pp. 765-782.
- Huseynov D.A., Guliyev I.S. Mud volcanic natural phenomena in the South Caspian Basin: geology, fluid dynamics, and environmental impact. Environmental Geology, Vol. 46(8), 2004, pp. 1012-1023.
- Muradov C. Estimation of resources of gas in gas hydrate accumulations of Southern Caspian Sea. In: Abstract book of 7th International Conference "Gas in Marine Sediments", Nafta-Press. Baku, October 7–12, 2002, pp. 149-150.
- Mustafayeva Z. Investigation of natural gas hydrate potential of the South Caspian Sea, M.Sc. Thesis, Middle East Technical University, Ankara, Türkiye, 2018.
- @RISK. In Palisade. Retrieved on April 5, 2018 from <http://www.palisade.com/risk/>.

EVOLUTION OF THE SOUTH CASPIAN BASIN – EVIDENCE FROM OFFSHORE SEISMIC AND ONSHORE ACTIVE TECTONICS

Abdullayev N.R.^{1,2}, Bertoni C.³, Javadova A.S.⁵,
Kazimova S.E.⁴, Walker R.T.³, Huseynova Sh.M.²

¹BP Azerbaijan

²Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Oil and Gas Institute

³Oxford University, Department of Earth Sciences, UK

⁴Republican Seismic Survey Center of ANAS, Azerbaijan

⁵SOCAR, Azerbaijan

Keywords: South Caspian, tectonics, subduction, faulting, collision, plates

Summary. The South Caspian Basin is a deep-water basin containing one of the thickest accumulated sedimentary sequences on the Earth, with up to 25 km of sediments, overlying thin oceanic crust. To understand the nature of the South Caspian Basin we build model of the tectonic motion of the South Caspian Basin, an enigmatic aseismic “block” within the Arabia-Eurasia collision, which moves relative to both Iran and Eurasia. The model integrates subsurface interpretation in the Caspian Basin with active tectonics studies from outcrops. Understanding basin tectonics also has applied value as it helps to understand and potentially reduce earthquake hazards.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The study combines geologic and geodetic studies, field-based and remote-sensing study of active faults, and the interpretation of offshore seismic reflection data in the central and southern Caspian to examine the timings and styles of deformation in its interior and along its margins. The results of study show that the presently active tectonics of the South Caspian began abruptly at 1.8 Ma ago. In the east and west, this onset involved a change from shortening to oblique lateral slip, and along the northern margin (the Absheron Ridge), it involved the oblique strike-slip and shortening reactivation of structures that had been quiescent since 6.0 Ma. The tectonic history of the South Caspian Basin (SCB) is hence one of northward subduction until 6.0 Ma, followed by rapid oroclinal bending and plateau growth in the ranges surrounding the basin until 1.8 Ma. At that time, the basin began to be expelled to the northwest, with underthrusting and incipient subduction beneath the Kura basin along its western margin. The various short-lived stages in the destruction of the South Caspian give insight into the late-stages of oceanic closure and the transition to continental collision.

Different styles in the offshore sector separate Caspian into several structural domains: Absheron domain of subduction tectonics, West Kura domain of strike-slip and deep basin interior (fast subsidence). We interpret the west Kura domain as linking northwards to onshore to lateral strike-slip faults within the Kura basin.

Method and / or theory

The South Caspian Basin (Fig. 1) is a deep-water basin containing one of the thickest and most rapidly accumulated sedimentary sequences on the Earth, with up to 20 km of sediment overlying an enigmatic basement of possible back-arc basin origin (Zonenshain and Le Pichon, 1986). SCB have been studied in detail using regional seismic reflection data and potential field and subsidence modelling (Abdullayev et al., 2017; Egan et al., 2009; Green et al., 2009).

Results and discussion

Over half of the sedimentary thickness has accumulated in the last 5.5 Ma, or less (Abdullayev et al, 2017), with many kilometers of clastic sediment (the Pliocene productive series) overlying mobile Miocene mudstones of the Oligo-Miocene Maykop formation. The interior of the basin is aseismic in the instrumental period,

though active faults and earthquakes occur around the margins of the South Caspian, showing that the basin is moving relative to its surroundings.

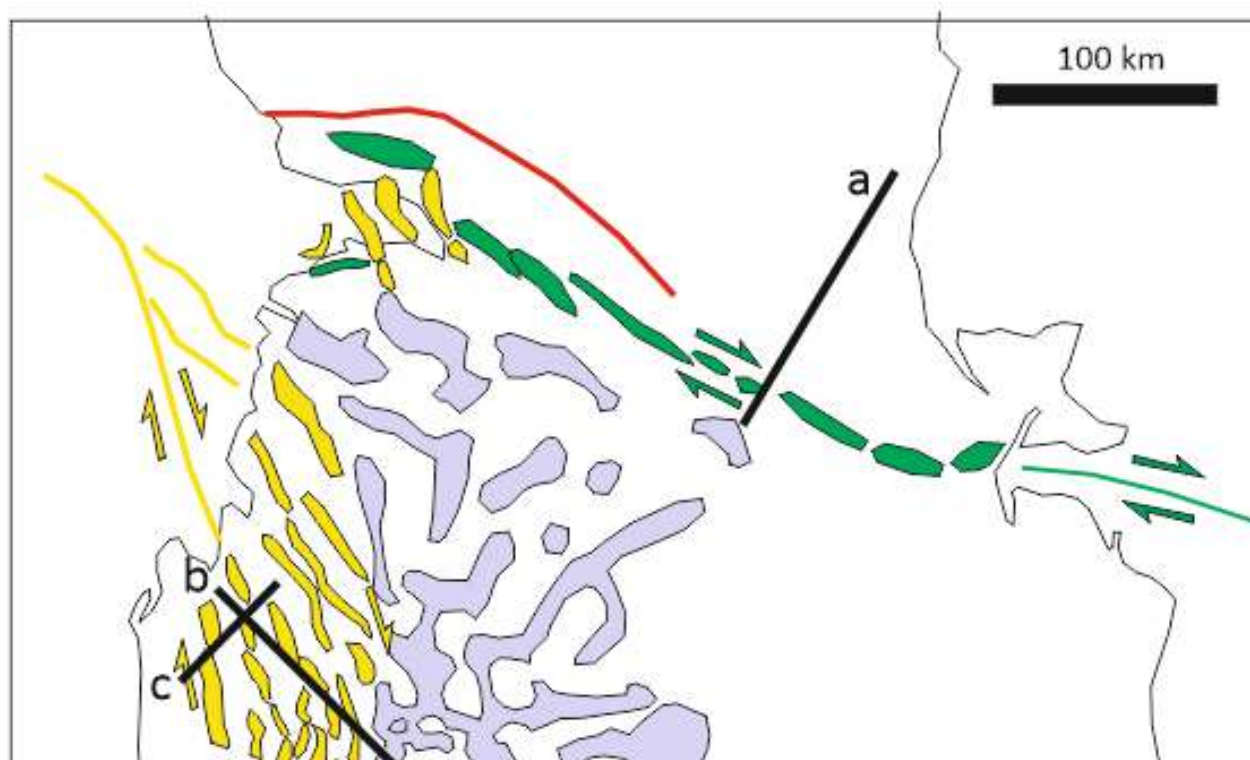


Fig. 1. Map of folds within the Absheron domain (green), West Kura domain (yellow) and deep basin interior (purple). We interpret the west Kura domain as linking northwards to onshore right-lateral strike-slip faults within the Kura basin. The Absheron domain links eastwards to the right-lateral Main Kopetdag strike-slip fault

Jackson et al. (2002) estimated the relative motion of the South Caspian Basin relative to both Eurasia and Iran by constructing a velocity triangle. Green et al., (2009), use a deep seismic reflection line across the central Caspian to show that the major shortening across the Absheron Ridge ended in the Miocene, ~6.0 Ma, and so does not correlate with the onset of rapid basin sediment accumulation. Ages constraining deposition of Productive Series have been summarized in Abdullayev et al. (2019) putting a boundary on deposition of Productive Series at somewhere between ~6.0 Ma to 4.0 Ma.

We studied relative plate movements and faulting in the eastern Caspian lowlands on the eastern shores of the Caspian. If the eastern Caspian lowlands move coherently with the South Caspian Basin, and are not internally deforming rapidly, it implies that the widespread east-west folding observed within the lowlands is no longer active. As these folds have formed due to north-south shortening, it is apparent that the currently active tectonics should have initiated after folding, and that the tectonic configuration has changed from one involving predominant shortening to one involving NNW expulsion of the South Caspian relative to its surroundings. The absence of deformation within the Caspian lowlands also implies that the sense and rate of motion across the Kopetdag should be consistent with the motion across the Absheron Ridge offshore, as they both accommodate relative motion between the South Caspian Basin and Eurasia.

From 1.8 Ma we see a rapid onset of the present tectonic phase, with transpressional faults in the east cutting through the older folded terranes, and the development of new north-south transpressional systems within the Kura basin.

The identification and mapping of major strike-slip faults accommodating relative motion between the South Caspian Basin and its surroundings has an applied interest, as these faults constitute a large seismic hazard both to population centers and to infrastructure, including gas production facilities in the offshore, pipeline crossings, and terminals.

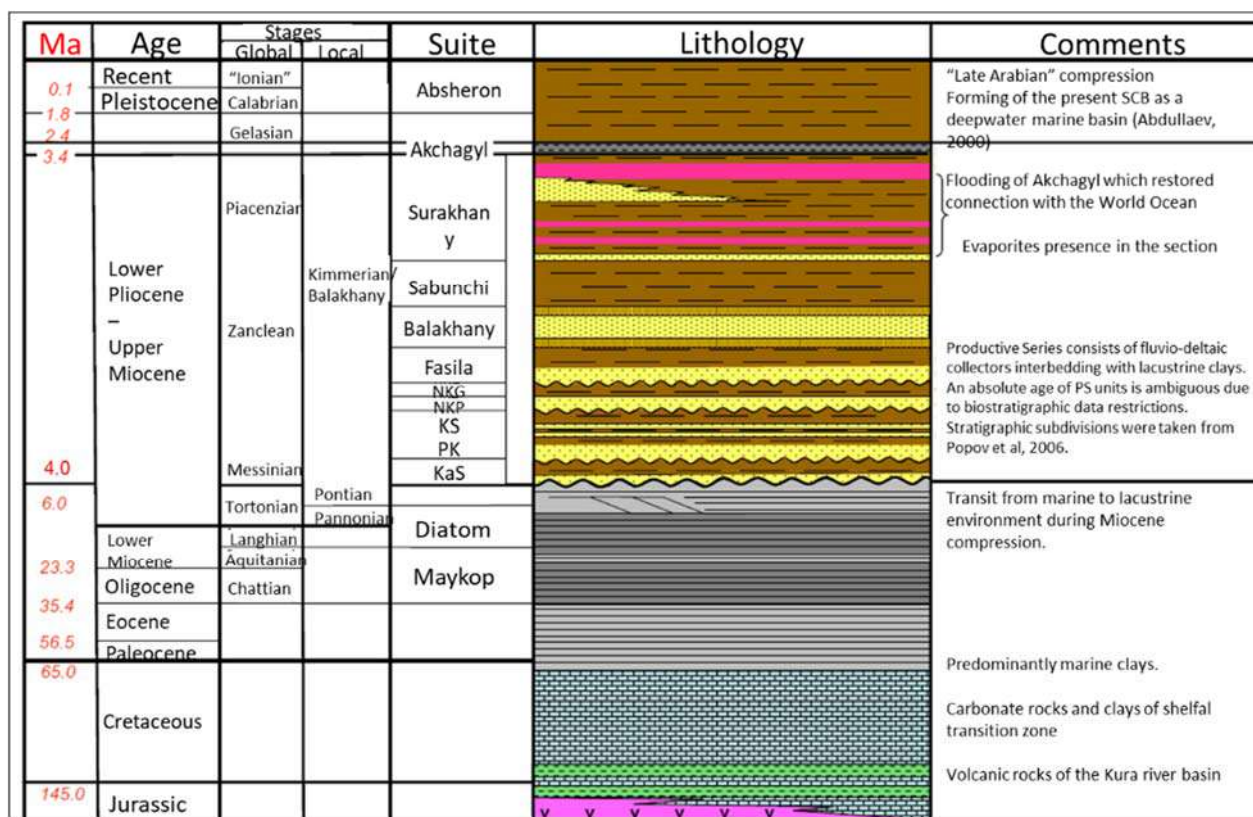


Fig. 2. Stratigraphic and structural event chart of the South Caspian highlighting ages discussed. Rapid oroclinal bending (6-4Ma), initial subduction (pre 6.0 Ma) and formation of modern anticlinal trends (after 1.8 Ma). Dates are obtained from Abdullayev et al. (2017)

Conclusions

The study has revealed several domains of folding and faulting within the South Caspian that are likely related to “thick skinned” faulting, based on their wavelength and asymmetry, as opposed to the thin-skinned deformation observed in the deeper basin, which is more likely related to movement within the mobile Maykop deposits. The thick-skinned structures of the Absheron Ridge in the central Caspian started to grow at 1.8 Ma and are related to onset of the present-day tectonic regime. The structures in the proximal offshore Kura domain are interpreted as the result of strike-slip deformation that can be traced onshore to structures that display prominent right-lateral displacement in Holocene age deposits. The anticlines started to form at 1.8 Ma with the folding and then replaced by faulting that continues to the present-day. Altogether, observations from seismic reflection data suggest an onset of strike-slip tectonics along both the Absheron Ridge and in the Kura basin at 1.8 Ma. Shortening along the western margin of the basin has been occurring for the last 3.8 Ma. Along the Absheron Ridge the presently active faulting followed from a period of tectonic inactivity that began at 6.0 Ma. Prior to 6.0 Ma there, was intense south-vergeant folding and thrusting within the central Caspian, likely related to northward subduction of the basement of the South Caspian basement under Absheron Ridge.

Our results refine our understanding of the present-day kinematics of the South Caspian Basin, and of the factors that may have helped cause an evolution in the tectonic configuration through time. The initial phase of shortening lasted until 6.0 Ma, when subduction of the South Caspian basement stalled and there was a “quiet period related to Low Pliocene Productive Series.

The stalling of subduction in the central Caspian at 6.0 Ma was followed by a period of rapid oroclinal bending (6-4 Ma) with the western and eastern parts of the Alborz mountains rotating respectively clockwise and anticlockwise around the southern margins of the South Caspian, and with clockwise rotation of the Kopetdag and Binalud ranges. It is likely that continued mountain building along the southern margins of the Caspian during this time would have led to basement involved shortening at the basin margins, which we see in the offshore Kura basin from 3.8 Ma, and in the fold and thrust belts of the Kopetdag in Turkmenistan.

REFERENCES

- Abdullayev N.R., Guliyev I.S., Kadirov F.A. Subsidence history and basin-fill evolution in the South Caspian Basin from geophysical mapping, flexural backstripping, forward lithospheric modelling and gravity modeling. In: Brunet, M.-F., McCann, T. and Sobel, E. R. (Eds), Geological Evolution of Central Asian Basins and the Western Tien Shan Range. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., № 427, 2017, pp. 175-196.
- Egan S., Mosar J., Brunet M-F., Bochud M., Kangarli T. Subsidence and Uplift Mechanisms within the South Caspian Basin: Insights from the Onshore and Offshore Azerbaijan Region. Geological Society, London, Special Publications, Vol. 312, 2009, pp. 219-240.
- Green T.N., N.R.Abdullayev, J.Hossack et al. Sedimentation and subsidence in the South Caspian Basin, Azerbaijan. In: Brunet, Wilmsen, Granath eds. South Caspian to Central Iran Basins. Geological Society, London: Special Publication, Vol. 312, 2009, pp. 241-260.
- Jackson J., Priestley K., Allen M., Berberian M. Active tectonics of the South Caspian Basin. J. Geophys. Int., Vol. 148, 2002, pp. 214-245.
- Zonenshain L.P., Pichon X. Deep basins of the black sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back arc basins. Tectonophysics, Vol. 123, 1986, pp. 181-211.

STRUCTURAL-GEODYNAMIC AND HYDROCARBON SYSTEMS
IN THE BLACK SEA-CASPIAN REGION

Mustaev R.N.¹, Kerimov V.Yu.¹, Senin B.V.², Lavrenova E.A.¹

¹MGRI

²JSC Soyuzmorgeo

Keywords: structural-geodynamic systems, hydrocarbon systems, Black Sea-Caspian Region, exploration, oil, gas, fields, resources

Summary. The purpose of these studies is to tackle a scientific problem of identifying patterns in the origination and evolution of structural-geodynamic and hydrocarbon systems in the Black Sea-Caspian region (BCR) and to determine conditions conducive to the formation and distribution of hydrocarbon fields using basin analysis, numerical geologic modeling, paleotectonic and paleogeographic reconstructions, geochemical studies, etc. Research findings and their scientific merit consist in a comprehensive analysis of patterns behind the formation and evolution of structural-geodynamic and hydrocarbon systems in the BCR.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Structural-geodynamic systems (SGS) can be defined as the totality of elements within the framework of the basement and sedimentary cover unified by a common reaction to geodynamic impacts from the external or internal (in relation to the system) source of tectonic energy during one or several phases of tectonic genesis. The framework of different tectonic zones is given in details in the map of the main structural elements (Figure 1).

The conducted studies allow producing the models of structural-geodynamic systems in the BCR determining the key features of the present-day tectonic zonation in the region. We built 3D structural models of the sedimentary cover for this purpose (Figure 2).

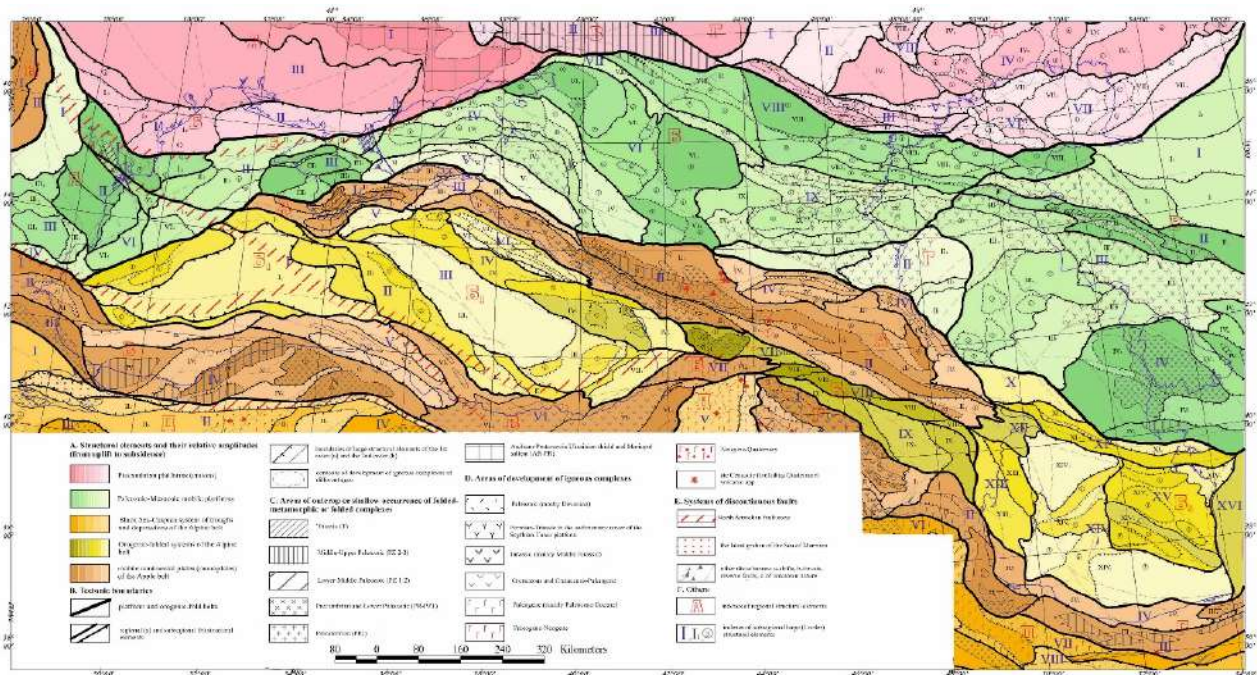


Fig. 1. Map of the main structural elements of the Black Sea-Caspian region

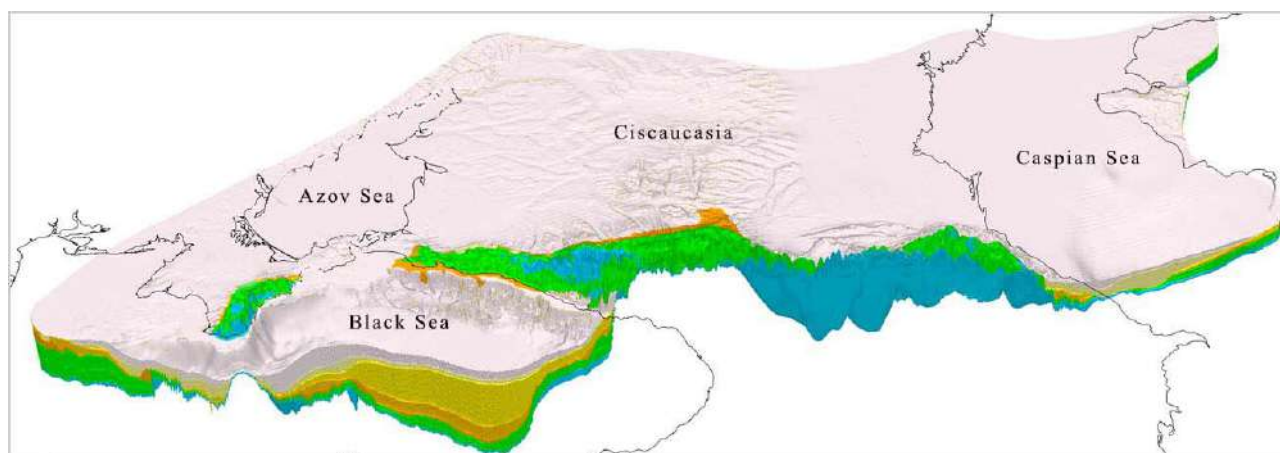


Fig. 2. Model of the sedimentary cover of the Black Sea-Caspian region

Sizeable zones of interblock interaction at the basement of mobile platforms are studying with great interest from a practical standpoint. This interaction results in the deformations in the overlapping plate cover and has an impact on the settings in which sediment deposition and fluid exchange occur during its formation. These studies can facilitate the search for and localization of potential oil and gas targets of anticlinal and depositional origin, in particular, at the level of deep horizons in the plate cover.

Results

The main results are presented in scientific publications and conferences (Guliev et al., 2021; Guliyeve et al., 2017; Kerimov et al., 2021, 2022; Lavrenova et al., 2021; Mustaev et al., 2021, 2022; Senin et al. 2022).

The following work was completed as part of our studies within the conditions conducive to the formation of sedimentary basins in the BCR and regularities behind their distribution: we performed basin analysis, summarized the results from earlier studies, constructed lithologic-paleogeographic schematic maps, paleogeographic maps and maps showing the extent of sedimentary basins. Basin analysis involved generating depth structure maps and thickness maps based on the reviewed G&G data. These maps allowed tracing a shift in the depocenters, identifying particular aspects related to the formation of sedimentary basins, define their boundaries, and distinguish sizeable areas of persistent downwarping

The geologic-geochemical data on the material composition of deposits in the sedimentary cover and geochemical characteristics of the section provided a basis for identifying the elements of generation-accumulation hydrocarbon systems (GAHS), including regional Middle Jurassic, Cretaceous (Aptian), Paleogene (Kuma formation), and Maikopian oil and gas source rock intervals as well as a potential oil and gas source rock interval in the Miocene deposits. To identify reservoir intervals we reviewed the available data on oil and gas saturation in the sedimentary section, i.e. oil and gas shows and fields. For this purpose, we created a relevant database on the indicators of oil and gas occurrence. According to this data and taking into account paleogeographic reconstructions completed for each sedimentary basin, we determined the most important permeable rock intervals and impermeable seals. We estimated present-day maturity to reconstruct the processes of hydrocarbon generation based on the numerical modeling of the GAHS (Figure 3).

The modeling of hydrocarbon systems resulted in the reconstruction of hydrocarbon migration and accumulation processes in the Meso-Cenozoic complex of the BCR. Due to the persistent subsidence of the studied basins, migration of hydrocarbons proceeds towards their flanks.

Consequently, flank and near-flank zones represent areas where hydrocarbon accumulation is most likely to occur (Figure 4). Due to the specific aspects of the tectonic framework and the presence of squeezing folds in the Mesozoic complex, hydrocarbon migration processes in the Terek-Caspian Basin are currently not unidirectional. The flow of fluids from the main oil kitchen areas located in the downwarped part of the foredeep is mainly directed towards the platform flank and the southern flank. Thus, the main hydrocarbon pools formed in anticlinal structures of the central north-south trending foredeep. All the modeled GAHS are marked by crossflows (to a greater or lesser extent) due to the particular aspects of the evolution of depositional processes in the setting of alternating transgressions and regressions. The crossflows are also linked with the active tectonic regime in the studied region. The presence of stacked pools validates the conclusion on widespread processes of HC crossflows.

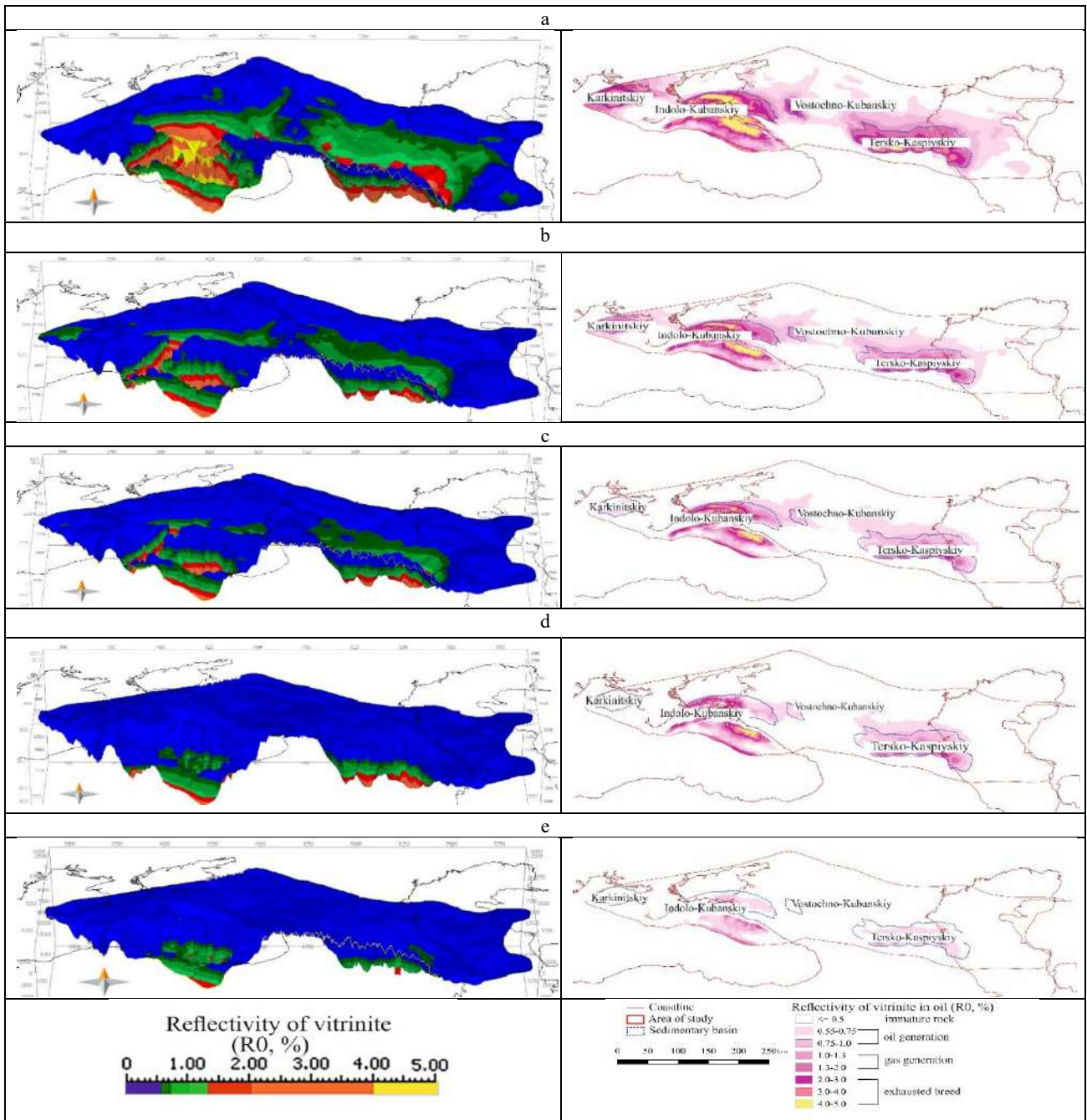


Fig. 3. Models and maps of modern maturity: the Middle Jurassic (a), the Lower Cretaceous (b), the Eocene (c), Maikop (d) and the Miocene (e) deposits

Conclusions

The conducted studies have produced the following results:

1. The following four areas of persistent subsidence, i.e. depositional basins, have been identified: the Karkinit, Indolo-Kuban, East Kuban, and the Terek-Caspian Basin.
2. We have defined the conditions conducive to the evolution of structural-geodynamic systems in the BCR from the Late Paleozoic to the Pleistocene with a trend towards the gradual attenuation of geodynamic activity.
3. It has been revealed that geodynamic processes have remained active in the Black Sea-Caspian region during a long span of geologic time up to the present day.
4. We have defined favorable conditions for the evolution of hydrocarbon systems in the region's basins that include, on the one hand, the maturation of organic matter of oil and gas source rocks as a result of successive subsidence of sedimentary complexes, and, on the other hand, the regime that facilitates a regular flow of hydrocarbons towards the marginal zones of the basin and adjacent zones occupying an uplifted position throughout the evolution of the basins.

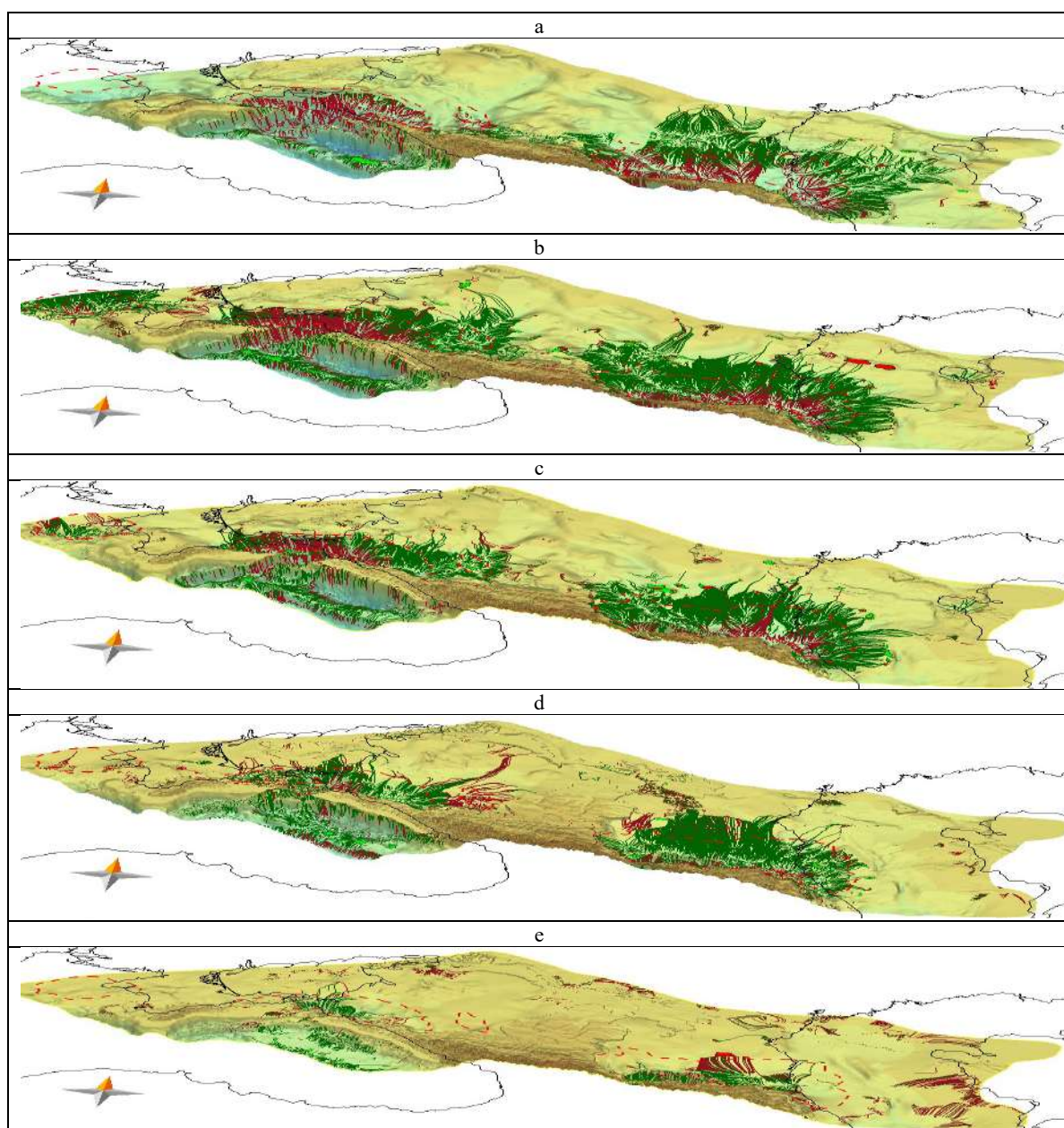


Fig. 4. Models of hydrocarbon migration from the Upper Jurassic (a), Cretaceous (b), Eocene (c), Maikop (d) and Miocene (e) deposits (green lines show the migration paths of liquid hydrocarbons, red - gaseous)

5. It has been demonstrated that variations in basin subsidence rates at different stages of their evolution had a critical impact on the realization of hydrocarbon-generating potential by oil and gas source rock intervals.

6. It has been found that from the latest Paleogene onward intermittent tectonic revival within the studied territory of the BCR has created an environment for vertical hydrocarbon crossflows and the appearance of stacked accumulations.

REFERENCES

- 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*, Vol. 55(3), 2021, pp. 393-407.
- Guliyev I.S., Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust. *SOCAR Proceedings*, No. 1, 2017, pp. 4-16.
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Etirmishli G.D., Yusubov N.P. Influence of modern geodynamics on the structure and tectonics of the black sea-caspian region. *Eurasian Mining*, Vol. 35(1), 2021, pp. 3-8.

- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Yandarbiev N.Sh. Generation and emigration of hydrocarbons in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region. *SOCAR Proceedings*, No. 1, 2022, pp. 35-48.
- Lavrenova E., Kerimov V., Mustaev R., Levitskaya M., Kruglyakova M. The impact of active petroleum system on light hydrocarbons distribution in marine sediments. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Vol. 1(9), 2021.
- Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Ismailov J.J. Evolution of Hydrocarbon Systems in the Tersk-Caspian Trough. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 666(5), 2021, 052093.
- Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Romanov P.A. Forecast of hydrocarbons accumulations in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region from modeling results. *SOCAR Proceedings*, Special issue: Trends and prospects in oil and gas industry, 2022, pp. 27-34.
- Senin B.V., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Leonchik M.I. Influence of structural-geodynamic systems on formation and distribution of hydrocarbon potential of the Black Sea-Caspian region. *SOCAR Proceedings*, Special issue: Trends and prospects in oil and gas industry, 2022, pp. 59-72.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ
В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ**

**Молдабаева Г.Ж., Сыздыков А.Х., Елигбаева Г.Ж.,
Тузелбаева Ш.Р., Имансакипова З.Б.**

*НАО «Казахский национальный технический исследовательский университет
им. К.И.Сатпаева: moldabaeva@gmail.com*

**THE EFFECTIVENESS OF THE APPLICATION OF NON-STATIONARY FLOODING
AT THE FIELD X TO LIMIT WATER FLOWS UNDER CONDITIONS OF UNCERTAINTY**

Moldabayeva G.Zh., Syzdykov A.Kh., Yeligbayeva G.Zh., Tuzelbayeva Sh.R., Imansakipova Z.B.
NJSC "Kazakh National Research Technical University named after K.I.Satpayev": moldabaeva@gmail.com

Keywords: *unsteady flooding,
injection well, oil recovery,
heterogeneity, cyclic injection*

Summary: The paper highlights the use of non-stationary flooding, which is one of the sufficiently effective methods of increasing the oil recovery coefficient used to change the direction of filtration flows, which allow involving unprocessed oil reserves in development and reduce the rate of flooding of deposits in productive reservoirs. A common technological method of implementing non-stationary flooding is the use of cyclic modes of operation of injection wells.

As a result of the analysis, the positive effect of the implementation of the technology of non-stationary flooding was revealed, and recommendations were made to improve its application at other operational facilities of PU "ZHMG".

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Нестационарное заводнение (НЗ) применимо как на ранней, так и на поздней стадии разработки. Возможно его использование и на высокообводненных месторождениях, разрабатываемых методом обычного стационарного заводнения, даже после достижения предельного рентабельного дебита добывающих скважин (Рзаева, 2020).

Методы нестационарного заводнения широко применяются на нефтяных месторождениях, однако не всегда эффективны из-за недостаточно четкого соблюдения рекомендаций. Имеется множество причин, по которым циклическое заводнение будет эффективным не для каждого месторождения: геологическое строение залежи, текущее состояние разработки (система заводнения, работающий фонд скважин, уровень обводненности, доля и характер выработки геологических запасов), неоднородность по проницаемости и т.п. В связи с этим возникает необходимость прогнозирования эффективности процесса циклического воздействия (Knobloch et al., 2018).

Целью данной работы являлось увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического изменения давления нагнетания воды. Проведенный автором анализ геолого-промысловых данных показал, что традиционно рассматриваемые геологические факторы, такие как литолого-фациальные особенности строения продуктивного горизонта и фильтрационно-емкостные свойства пород не исчерпывают всех влияющих на дебит скважины факторов. Применение нестационарного заводнения позволило сократить непроизводительную закачку и снизить возможные потери подвижных запасов нефти по выбранному участку. (Manichand, Seright, 2014).

По состоянию на 01.01.2022 г. по объекту Ю-2+3 геологические запасы составляют 36 360 тыс. т, начальные извлекаемые запасы – 9 332 тыс. т, ОИЗ – 3493 тыс. т, выработка от НИЗ – 63%, накопленная добыча нефти – 5839 тыс. т. На данном объекте 147 добывающих и 67 нагнетательных скважин. Накопленная закачка воды 27 413 тыс.м³, текущая компенсация отбора закачкой – 107% (таб., рис. 1) (Castro-Garcia et al., 2016).

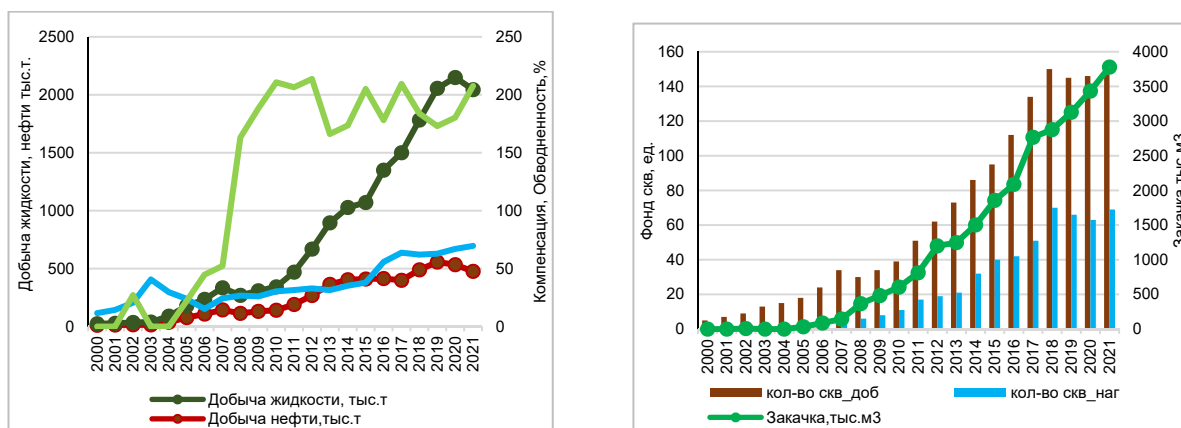


Рис. 1. График разработки месторождения X по объекту Ю-2+3

По геолого-физическим критериям, наиболее подходящим является участок № 1.

Участок № 1. По выбранному участку работают 4 нагнетательные скважины №№ 4382, 4919, 4366, 4907 в районе БКНС-1. Приемистость нагнетательных скважин составляет в среднем 188 м³/сут, среднегодовая обводненность по участку – 90%, текущая компенсация – 165%. Поддержание пластового давления на участке осуществляется закачкой альб-сеноманской воды. Для определения направления фильтрационных потоков в 2014 г. и 2020 г. проведена закачка карбамида (2020 г.) и динатрия фосфата (2014 г.) (Mora et al., 2021).

В 2020 г проведено трассерное исследование в нагнетательной скважине № 4907 (закачка карбамида). По результатам проведенных лабораторных исследований выход индикатора зафиксирован по 14 скважинам (№№ 875, 975, 1489, 1506, 2517, 4404, 4421, 4423, 4435, 4702, 4704, 4764, 4824, 4881). В 4 скважинах (№№ 2213, 3213, 4307, 4965) пробы не отбирались, поскольку скважины находились в бездействии и консервации (Al-Obaidi et al., 2021; Mishra et al., 2014).

По скважине № 4366 с целью определения распределения гидродинамических потоков в пласте проведена закачка динатрия фосфата. Выход индикатора зафиксирован по всем 16 скважинам (№№ 775, 974, 975, 1489, 1502, 1506, 1508, 1513, 1515, 2521, 4307, 4308, 4404, 4421, 4423, 4435). Можно отметить, что индикатор прослеживался в реагирующих добывающих скважинах № 4907 и № 4366 (рис. 2), что явилось обоснованием для выбора данного участка (Abhijit, Vishnudas, 2022).

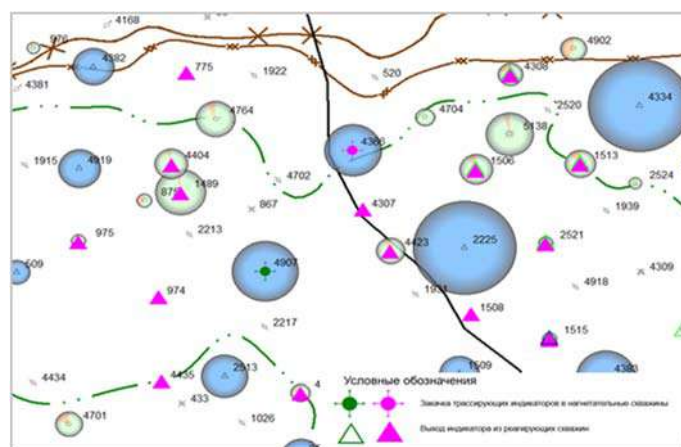


Рис. 2. Выход индикатора из реагирующих скважин

Выводы

У большинства месторождений после практически полной выработки остаточная нефть находится в капиллярно-защемленном виде или в виде отдельных целиков нефти. Для повышения полноты ее извлечения широко используется метод НЗ, эффективность которого была доказана в ходе проведения ОПР на объекте Ю-2+3 месторождения X. В отличие от большинства МУН технология циклического воздействия не требует дополнительных затрат на обустройство месторождения и закупку дополнительного оборудования, что не увеличивает себестоимость добычи нефти. Анализ геолого-физических

характеристик объектов и сложившейся системы разработки, показывает, что данный метод применим практически повсеместно. Для достижения наибольшей эффективности от внедрения циклического воздействия рекомендуется использовать предложенные в данной работе критерии подбора участков и технологию проведения работ.

Основные показатели по месторождению X и объекту Ю-2+3

Параметры	КНС месторождения X							Общий итог
	1	2	3 1	3 2	3 3	4	5	
Тип закачиваемой воды	альб-сеноманская	Сточная				альб-сеноманская		
НГЗ, тыс. т по месторождению	41 070	37 158	51 357	46 715	55 692	46 163	68 730	346 885
Объект Ю-2+3	8410.18	4820.16	3531.10	4476.72	3194.53	2565.24	9362.42	36 360
НИЗ, тыс. т по месторождению	14 593	13 436	19 211	17 329	21 183	17 368	25 818	128 938
Объект Ю-2+3	2159	1237	906	1149	820	658	2403	9 332
Накопленная добыча нефти по месторождению	8 929	8 728	15 521	9 446	16 117	14 467	12 620	85 828
Объект Ю-2+3	1639	1502	650	386	483	510	669	5 839
Выработка от НИЗ, % по месторождению	61	65	81	55	76	83	49	67
Объект Ю-2+3	76	121	72	34	59	77	28	63
Действ. Фонд (доб) на 2021г. по месторождению	94	68	119	80	164	103	146	774
Объект Ю-2+3	25	22	24	11	28	10	27	147
БД фонд (доб) на 2021г. по месторождению	29	44	36	41	46	39	41	276
Объект Ю-2+3	10	4	4	6	10	3	8	45
Действ. Фонд (наг) на 2021г. по месторождению	42	30	44	35	55	56	69	331
Объект Ю-2+3	13	13	9	6	8	4	14	67

БД фонд (наг) на 2021г. по месторождению	12	21	31	33	22	9	17	145
Объект Ю-2+3	0	1	1	0	0	0	0	2
Соотношение Н/Д на 2021г. по месторождению	4/9	4/9	3/8	4/9	1/3	1/2	1/2	3/7
Объект Ю-2+3	1/2	3/5	3/8	1/2	2/7	2/5	1/2	1/2
Добыча жидкости за 2021г. по месторождению	937	644	997	771	1228	808	1162	6548
Объект Ю-2+3	378	257	251	169	222	74	216	1567
Компенсация на 2021г. по месторождению	211	189	193	194	163	226	158	187
Объект Ю-2+3	211	229	185	213	184	269	204	107
Обводненность,% по месторождению	78	76	73	73	68	78	69	73
Объект Ю-2+3	79	75	71	70	55	61	63	70
Закачка за 2021г.	2206	1368	2207	1718	2376	6302	2023	2167
Объект Ю-2+3	876	666	535	416	514	1465	243	531

ЛИТЕРАТУРА

- Рзаева С.Д. Селективная изоляция водопритоков в скважину на основе использования отходов производства. SOCAR Proceedings No. 3, 2020, pp. 118-125, <https://doi.org/10.5510/OGP20200300452>.
- Al-Obaidi S.H., Smirnov V.I., Khalaf F.H. New Technologies to Improve the Performance of High Water Cut Wells Equipped With ESP. Technium, Vol. 3, Issue 1, 2021, pp. 104-113, <https://techniumscience.com/index.php/technium/article/view/2518>.
- Castro-Garcia R.H., Maya-Toro G., Jimenes-Diaz R., Quintero-Perez H., Diaz-Guardia V., Colmenares-Vargas K., Palma-Bustamante J., Delgadillo-Aya C. and Perez-Romero R. Polymer Flooding to Improve Volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes. CT&F—Ciencia, Tecnologia y Futuro, Santander, Columbia 2016, http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832016000100004.
- Chaudhuri A., Vishnudas R. A systematic numerical modeling study of various polymer injection conditions on immiscible and miscible viscous fingering and oil recovery in a five-spot setup. FUEL ISSN: 0016-2361, Vol. 232, 2022, pp. 431-443, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.115>.
- Knobloch L.O., Hincapie Reina R.E., Foedisch H. and Ganzer L. Qualitative and Quantitative Evaluation of Permeability Changes during EOR Polymer Flooding Using Micromodels. World Journal of Engineering and Technology, No. 6, 2018, pp. 332-349, <https://doi.org/10.4236/wjet.2018.62021>.
- Manichand R., Seright R.S. Field vs. Laboratory Polymer-Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field. SPE Res Eval & Eng, Vol. 17 (03), 2014, pp. 314-325. Paper Number: SPE-169027-PA.
- Mishra S., Bera A., Mandal A. Effect of Polymer Adsorption on Permeability Reduction in Enhanced Oil Recovery. Journal of petroleum Engineering, 2014, pp. 1-9, <https://doi.org/10.1155/2014/395857>.
- Mora P., Morra G., Yuen D., Juanes R. Study of the Effect of Wetting on Viscous Fingering Before and After Breakthrough by Lattice Boltzmann Simulations. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 2021, SPE-204536-MS, <https://doi.org/10.2118/204536-MS>.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Молдабаева Г.Ж., Сыздыков А.Х., Елигбаева Г.Ж., Тузелбаева Ш.Р., Имансакипова З.Б.
НАО «Казахский национальный технический исследовательский университет им. К.И.Сатпаева»
moldabaeyeva@gmail.com

Резюме. В статье освещается применение нестационарного заводнения, которое является одним из достаточно эффективных методов увеличения коэффициента извлечения нефти, применяемого для изменения направления фильтрационных потоков, позволяющих вовлечь в разработку невыработанные запасы нефти и снизить темпы обводнения залежи в продуктивных коллекторах. Распространенным технологическим методом реализаций нестационарного заводнения является использование циклических режимов работы нагнетательных скважин.

В результате анализа выявлен положительный эффект от реализации технологии нестационарного заводнения, а также даны рекомендации по совершенствованию ее применения на других эксплуатационных объектах ПУ «ЖМГ».

Ключевые слова: нестационарное заводнение, нагнетательная скважина, нефтеотдача, неоднородность, циклическая закачка

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА АРХИПЕЛАГОВ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА

НИКИТИН Д.С.

ФГБУН Геологический институт РАН: ndsnomination@mail.ru

THERMOBARIC CONDITIONS OF CATAGENESIS OF ORGANIC MATTER IN THE BARENTS SEA ARCHIPELAGOS

Nikitin D.S.

RAS Geological Institute: ndsnomination@mail.ru

Keywords: bitumen,
catagenesis, temperature,
heat flow

Summary. The localization of natural bitumen (PB) finds in the archipelagos of the Western sector of the Russian Arctic is considered. The nature of their appearance in connection with the geothermal regime of the subsoil is discussed. Based on numerical modeling, temperatures and heat flow density in 2D geometry along seismogeological profiles and in 3D geometry for the isometric structure of the Franz Josef Land archipelago are calculated. It was concluded that all the noted manifestations of PB are genetically related to hydrothermal activity, the signs of which are adequately recorded in the geotemperature field.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Природные битумы залегают в недрах в твёрдом, вязком и вязко-пластичном состояниях. Они являются сложной смесью углеводородов, гетероатомных и высокомолекулярных соединений, содержащих кислород, серу, азот и металлы (Муслимов и др., 2012). С генетической точки зрения к природным битумам относят естественные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты, кериты, гуминокериты, озокериты, антраксолиты и др.) и их аналоги (нафтоиды) (Богомолов и др., 1995).

В программе хозяйственного освоения арктических акваторий и архипелагов важнейшим направлением деятельности является энергетическое обеспечение региона. Сейчас мы говорим об обеспечении объектов геологоразведочных работ, метеостанций на островах, объектов военной инфраструктуры. Но по мере развития территорий на архипелагах должны появиться поселения геологов, метеорологов, рыбаков, пограничников, должны быть организованы склады, причалы и ремонтные базы. И все это требует устойчивой энергообеспеченности. Несомненно, что надо рассчитывать на местное, а не на привозное энергетическое сырьё, транспортировка которого делает нерентабельными все планы освоения территории.

В акватории Баренц-региона Западно-Арктической полярной зоны России открыты крупные месторождения углеводородов. В Баренцевом море крупнейшими являются газоконденсатные месторождения: Штокмановское и Ледовое; газовые: Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское. В Печорском море – нефтегазоконденсатное Северо-Гуляевское и четыре нефтяных: Долгинское, Приразломное, Медыньское море и Варандей море. При освоении месторождений углеводородов перспективы энергетической стабильности архипелагов Земля Франца-Иосифа и Новая Земля, островов Колгуев и Вайгач становятся вполне реальными. Но существует еще более рентабельный путь получения топлива для островных котельных – это добыча битумов, которые в значительном количестве открыты на островах как в процессе бурения, так и за счет проявлений дегазации углеводородов.

Метод

Важной особенностью численного моделирования геотермического поля является переход к трехмерным моделям, которые априорно для арктических осадочных бассейнов, имеющих изометричное строение, являются наиболее приемлемыми. На основе таких моделей могут быть построены произвольно ориентированные плоскости-срезы, наилучшим образом подчеркивающие особенности температурного распределения. Фактически такая методика давно известна под термином “томография”.

Томографический метод в науках о Земле развивается в наше время не менее активно, чем в медицине, астрономии или технике. Термин “томография” стал применяться в геологической терминологии лишь 30-40 лет назад, хотя эта методика под названием “изучение глубинного строения Земли”, используется уже больше ста лет.

Преимущество томографической модели заключается в построении объемных, трехмерных изображений объектов, в возможности их рассмотреть «со всех сторон». Для томографии не имеет значения какая структура или какое геофизическое поле отображается, и это обусловило появление нескольких видов геофизической томографии: сейсмическая томография в различных вариантах обработки сейсмических волн, гравитационная, электромагнитная и т.д. Успехи применения сейсмотомографии (Dziewonski, 1984a; Dziewonski, 1984b), ярко продемонстрировавшей наличие глубинных неоднородностей, естественно, стимулировали разработку подобного подхода и для других полей (Тараканов, 1997; Спичак, 1999), в которых также можно видеть объемные неоднородные объекты или, как сейчас многие полагают, нелинейные геологические структуры (Пушаровский, 1993; Николаев, 1997; Хуторской и др., 2003), при этом необходимо нахождение глубинных температур и плотности теплового потока на различных глубинах в координатах XYZ. Для реальных геологических объектов подразумевается построение температурного распределения в зависимости от широты, долготы и глубины. Таким образом, трехмерная термотомографическая модель отличается от температурного разреза тем, что позволяет “заглянуть” за линию профиля, что особенно важно при работе с изометричными или мозаичными структурами. С помощью соответствующего программного обеспечения легко можно создать или карты-срезы температур (тепловых потоков) на определенных глубинах, или показать конфигурацию изотермических поверхностей, или построить геотермический профиль по любому сечению.

Практическое значение термотомографической методики заключается в нахождении температурных границ, контролирующих тот или иной процесс генерации или трансформации вещества. Например, для прогнозирования нефтегазоносности с помощью термотомографии оценивается глубина нахождения температурного интервала катагенеза ОВ.

Программное обеспечение и методика термотомографического моделирования подробно нами была описана во многих публикациях (Хуторской и др., 2013).

Обсуждение результатов

Профили, пересекающие острова арх. ЗФИ и прилегающую акваторию, построены по данным МОВ-ОГТ и опираются на результаты бурения трех глубоких скважин (Нагурская, Северная, Хейса) (рис. 1), по данным которых наблюдаются резкие изменения мощностей отложений и отсутствие на большей части архипелага отложений моложе триасовых. Разрез триасовых отложений насыщен интрузивными образованиями, которые отчетливо фиксируется как в разрезах скважин, так и на профилях МОВ-ОГТ. Ниже триаса, в разрезе Нагурской скважины, установлены раннепалеозойские и позднепротерозойские отложения, но в прогибах, там, где общие мощности увеличиваются до 6 км, предполагается развитие полных разрезов перми, карбона, девона и силура. В акваториальной части разрезов по данным МОВ-ОГТ предполагается также существование юрских и меловых отложений.



Рис. 1. Схема расположения профилей моделирования и распространения проявлений природных битумов на архипелаге Земли Франца-Иосифа

Результаты расчета современных температур и плотности теплового потока вдоль субширотного профиля V–V и меридионального профиля VI–VI показаны на рис. 2. Разрезы построены по данным геологических съемок и опираются на результаты бурения скважин Нагурская, Северная и Хейса.

Вариации теплового потока вдоль профилей связаны с его рефракцией в условиях структурно-теплофизических неоднородностей, обусловленных различной мощностью и теплопроводностью геологических комплексов.

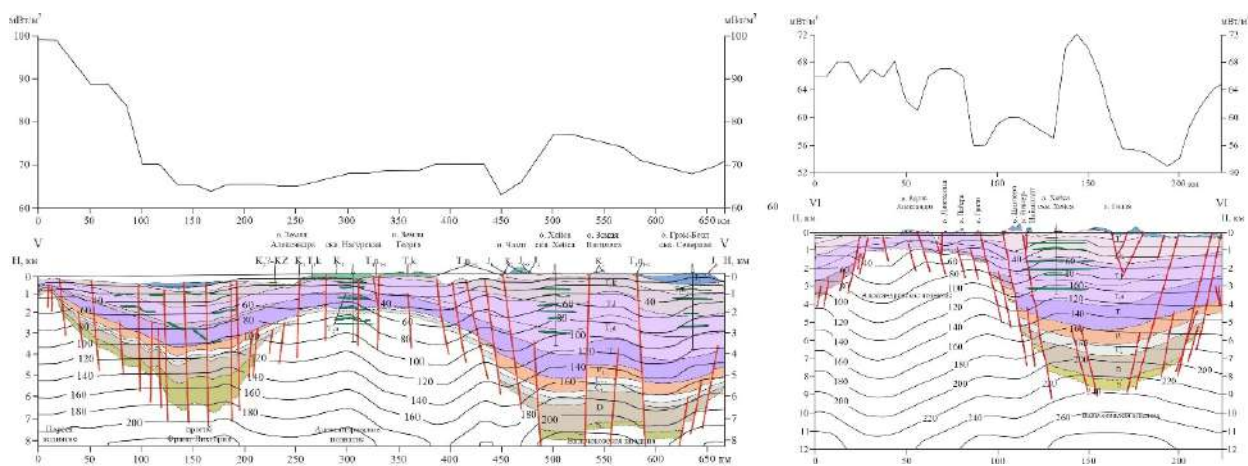


Рис. 2. Распределение температур (°С) и плотности теплового потока (мВт/м²) вдоль профилей V и VI на архипелаге ЗФИ (расположение профилей см. рис. 1).

Мы отмечаем существование интервала температур катагенеза ОВ в градации МК₁₋₃ на островах Хейса, Земля Вильчека и Грэм-Белл в отложениях триаса. Но на о. Земля Александры этот же интервал температур находится в отложениях фундамента позднепротерозойского–раннепалеозойского возраста, что является маловероятным признаком формирования на этом острове углеводородов, в том числе природных битумов (ПБ), имеющих гидротермальное происхождение. Таким образом, отсутствие находок ПБ на Земле Александры можно объяснить относительно низкими температурами в мезозойском осадочном чехле острова (менее 80°С), не способствующими процессу катагенеза.

После интерполяции получаем непрерывную картину распределения температур (рис. 3), которая наиболее адекватно отражает геотермическое поле в центре архипелага, т.е. там, где плотность пространственного расположения профилей наибольшая. В периферийных участках погрешность интерполяции увеличивается из-за разрежения исходных 2D-профилей.

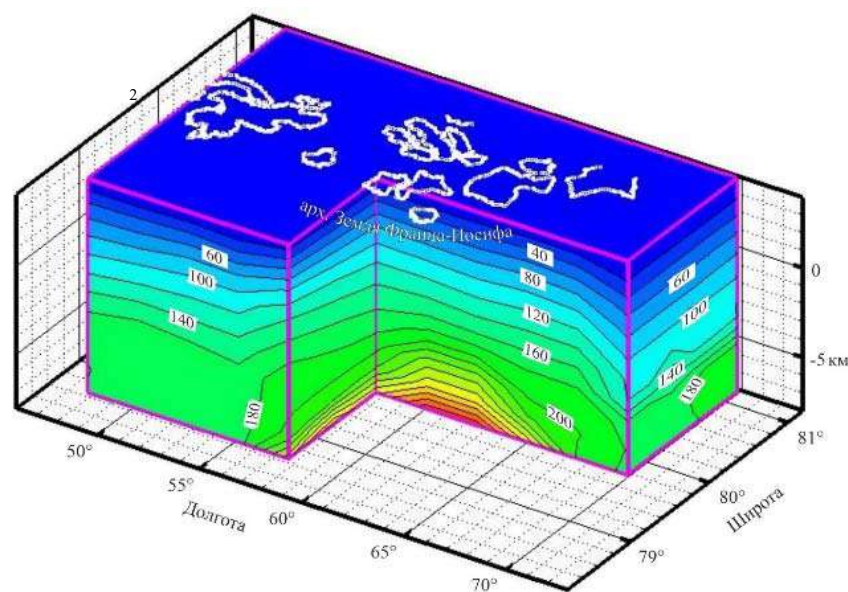


Рис. 3. 3D-модель температурного поля в районе ЗФИ

По расчетным данным отмечается уменьшение температуры в земной коре под ЗФИ в западном направлении. Так, температура на глубине 8 км под островами Грем-Белл и Земля Вильчека составляет 360°C, а под островами Земля Александры, Гукера и Земля Георга – 300°C. По-видимому, с этими особенностями температурного поля под архипелагом связано большее количество проявлений ПБ именно на островах восточной части ЗФИ.

Выводы

Многочисленные находки жидких, вязко-жидких и твердых ПБ на арктических архипелагах свидетельствуют об активном гидротермальном процессе, происходившем здесь в геологическом прошлом и, вероятно, продолжающимся в недавней геологической истории. По локализации находок ПБ можно проследить действие гидротерм, пронизывающих скопления углеводородов. Процесс гидротермальной разгрузки сопровождал, а порой и способствовал формированию структурно-геологических обстановок на островах архипелага.

Вместе с веществом гидротермы адвективно выносят большое количество энергии, повышая температуру окружающих пород и изменяя их геотермические характеристики по сравнению с фоновыми значениями. Тепловое поле при гидротермальной разгрузке приобретает большую энтальпию и нестационарный характер. Температура в недрах и плотность теплового потока изменяются в зависимости от тепло- и температуропроводности среды, так что фиксируемые величины геотермических параметров – это результат суперпозиции всех тепловых воздействий: как генерации тепла, так и его расхода на прогрев окружающей среды и на излучение в тропосферу. Это обуславливает важность проведения геотермических исследований в районах распространения продолжительного гидротермального процесса, в том числе там, где этот процесс маркируется вещественными признаками. Появление природных битумов, приуроченных к разломам и проницаемым зонам, один из таких признаков.

Проведенный расчет глубинных температур и теплового потока в геометрии 2D и 3D на арктических архипелагах продемонстрировал существование катагенетического интервала температур в осадочном чехле именно там, где фиксируются находки ПБ.

Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке Госбюджетной темы Минобрнауки № 122012700311-2.

ЛИТЕРАТУРА

- Богомолов А.И., Гайле А.А., Громова В.В. и др. Химия нефти и газа. Учебное пособие для университетов. 3 изд-е, дополненное и исправленное. Химия, 1995, 356 с.
- Муслимов Р.Х., Романов Г.В. Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей. ЭКО, No.1, с. 35-40.
- Николаев А.В. Проблемы геотомографии. Наука. Москва, 1997, с. 4-38.
- Пушаровский Ю.М. Нелинейная геодинамика. Кредо автора. Геотектоника, No.1, 1993, с. 3-6.
- Спичак В.В. Магнитотеллурические месторождения в трехмерной модели геоэлектрики. Научный мир. Москва, 1999, с.204.
- Тараканов Ю.А. Гравитационная томография. Проблемы геотомографии. Наука. Москва, 1997, с. 236-265.
- Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Грамберг И.С., Леонов Ю.Г. Термотомография Западно-Арктического бассейна. Геотектоника, No. 3, 2003, с. 79-96.
- Хуторской М.Д., Вискунова К.Т., Подгорных Л.В., Супруненко О.И., Ахмедзянов В.Р. Геотемпературная модель земной коры Баренцева моря: исследования вдоль геотраверсов. Геотектоника, No. 2, 2008, с. 36-54.
- Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. Геотермия арктических морей. ГЕОС. Москва, 2013, с. 232.
- Dziewonski A.M. Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P-velocity up to degree and order 6. J. Geophys. Res. Vol. 89, 1984a, pp. 5929-5952.
- Dziewonski A.M., Anderson D.L. Seismic tomography of the Earth's interior. Amer. Sci. Vol. 72. No. 5, 1984b, pp. 483-494.

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА АРХИПЕЛАГОВ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА

Никитин Д.С.

ФГБУН Геологический институт РАН: ndsnomination@mail.ru

Резюме. Рассмотрена локализация находок природных битумов (ПБ) на архипелагах Западного сектора Российской Арктики. Обсуждается природа их появления в связи с геотермическим режимом недр. На основе численного моделирования рассчитаны температуры и плотность теплового потока в геометрии 2D вдоль сейсмогеологических профилей и в геометрии 3D для изометричной структуры архипелага Земля Франца-Иосифа. Сделан вывод, что все отмеченные проявления ПБ генетически связаны с гидротермальной деятельностью, признаки которой адекватно фиксируются в геотемпературном поле.

Ключевые слова: битумы, катагенез, температура, тепловой поток

ORTA XƏZƏR HÖVZƏSİNDƏN CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİNƏ
KEÇİD ZONASINDA UYĞUNSUZLUQ SƏTHLƏRİ VƏ FASILƏLƏRİN
SEYSMOSTRATİQRAFİK ANALİZ ÜSULUNUN TƏTBİQİ İLƏ ÖYRƏNİLMƏSİ

Məmmədov P.Z.¹, Namazlı N.E.², Məmmədova L.P.³, Nəsirova N.İ.²

¹Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

²Elm və Təhsil Nazirliyinin Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

³SOCAR "Neftqazəlmətdəqiqatlayihə" İnstitutu, Bakı, Azərbaycan: nurlannamaz@gmail.com

STUDY OF UNCONFORMITY SURFACES AND DISCONTINUITIES IN THE TRANSITION ZONE
FROM THE MIDDLE CASPIAN BASIN TO THE SOUTH CASPIAN BASIN
USING SEYSMOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS METHOD

Mammadov P.Z.¹, Namazli N.E.², L.P. Mammadova³, N.I. Nasirova²

¹Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

²Institute of Geology and Geophysics of the Ministry of Science and Education, Baku, Azerbaijan

³SOCAR "Oil and Gas Scientific Research Project" Institute, Baku, Azerbaijan: nurlannamaz@gmail.com

Keywords: South Caspian Basin, Middle Caspian Basin, seismostratigraphic analysis, discontinuity, unconformity

Summary. The study of discontinuities and unconformity surfaces in the sediment layer of the transition zone of the South Caspian Basin and the Middle Caspian Basin is of great practical importance. As it is known, the main reason for the formation of non-anticlinal type traps in oil and gas basins is unconformity surfaces. In addition, the study of unconformity surfaces is also considered important in terms of restoration of paleogeographical conditions. In addition to the study of unconformity surfaces, the study of discontinuities within the sedimentary layer is also important in solving such issues. The seismostratigraphic analysis method was used in order to study the unconformity surfaces and discontinuities in the research work.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Giriş

Uyğunsuzluq səthlərinin izlənməsi və fasilələrin öyrənilməsi seysmostratigrafik tədqiqatların əsas istiqamətlərdən biridir. Seysmik izoxron sərhədlərdən fərqli olaraq uyğunsuzluq səthlərinin müxtəlif yerlərində vaxt diapazonu dəyişir. Lakin belə uyğunsuzluq səthlərinin xronostratigrafik əhəmiyyəti ondan ibarətdir ki, onlar qədim süxurları bir qədər cavan süxurlardan ayırır və fasilələri göstərir.

Bu baxımdan keçid zonasında fasilə və uyğunsuzluq səthləri çox vacib göstəricilərdir. Tədqiqat zonasında çöküntütoplanmada fasilələrin rolu paleotektonik şəraiti öyrənmək yolu ilə müəyyənləşdirilə bilər. Tədqiqatlar göstərir ki, oliqosendə başlamış Cənubi Xəzərin okean tipli konsolidə olunmuş qabığının subduksiyası sonrakı çöküntütoplanma prosesinə ciddi təsir göstərmişdir. Bu baxımdan qədim mezozoy çöküntülərinin qırışıqlığa uğraması uzunmüddətli fasilələrin yaranmasına səbəb olmuşdur.

Keçid zonasında oliqosendən başlamış qırışıq əmələgəlmə prosesi erkən pliosen (məhsuldar qat) çöküntülərinin toplanmasına qədər böyük fasilələrin və kəskin uyğunsuzluq səthlərinin yaranmasına səbəb olmuşdur. Erkən pliosen (məhsuldar qat) zamanı yaranmış fasilələrin mənşəyi və vaxt diapazonunu öyrənməklə hövzənin inkişaf mərhələlərini dəqiqləşdirmək və geoloji tarixi bərpa etmək mümkündür (Ализаде и др., 2018).

Metod və / və ya Nəzəriyyə

İlk dəfə seysmostratigrafik analiz üsulunun tətbiqi ilə keçid zonasında yaranmış sedimentasiya komplekslərinin qırışıqlığa məruz qalması və müxtəlif zamanlarda yaranan pəzlaşma zonalarının öyrənilməsi ilə P.Z.Məmmədov məşğul olmuşdur. Onun tərəfindən erkən pliosen (məhsuldar qat) çöküntüləri daxilində bir neçə qeyri-antiklinal tipli tələlər aşkarlanmış və xəritələnmişdir (Ализаде и др., 2018).

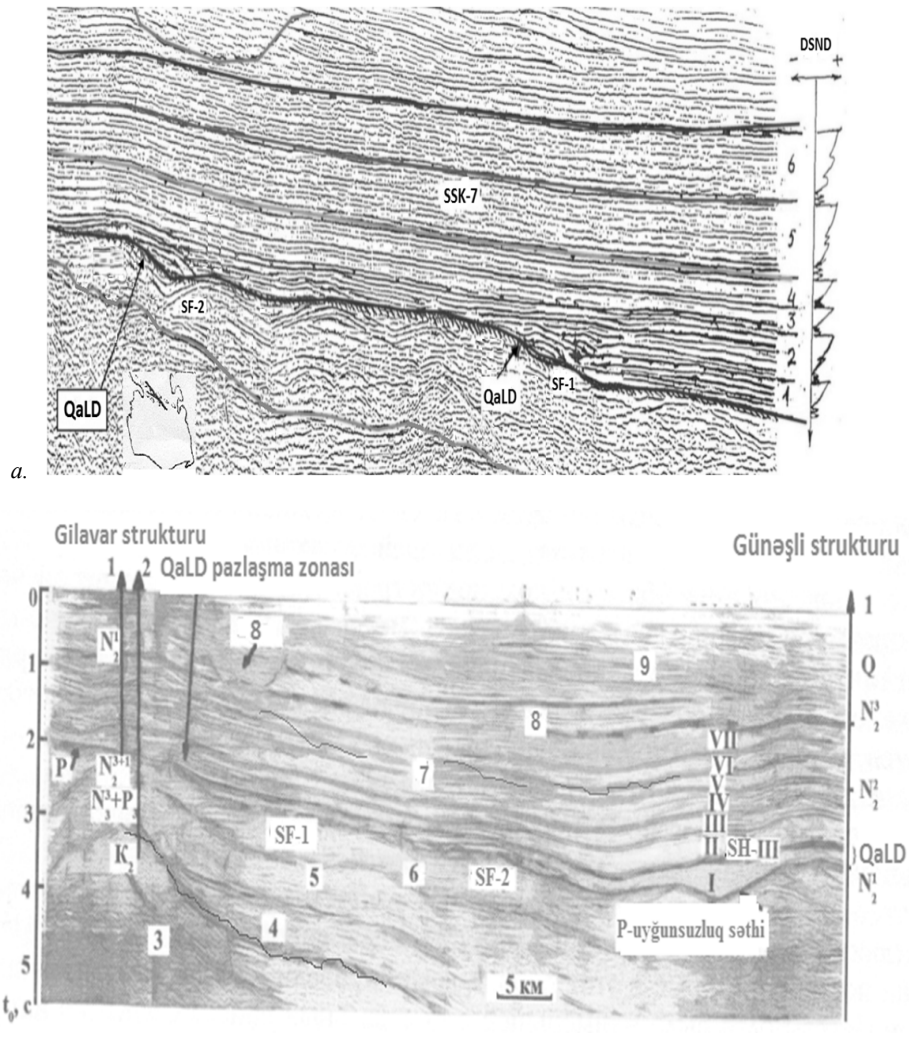
Seysmostratiqrafik tədqiqatlar göstərmişdir ki, regionda 4 növ uyğunsuzluq səthlərinin ayrılması mümkündür. Burada konsolidə olunmuş okean qabığı üzərində uyğunsuzluq səthi və çöküntü qatındakı tektonostruktur uyğunsuzluq səthləri müxtəlif yaşlı makrokomplekslər arasında izlənilir. Bu iki və daha yüksək rəngli uyğunsuzluq səthləri (konsolidə olunmuş okeanik qabıq və kontinental qatın səthi; müxtəlif yaşlı seysmokomplekslər arasındakı uyğunsuzluq səthləri) əsasən tektonik və struktur dəyişikliklər zamanı yaranırlar. Bundan əlavə, kəsilişdə izlənilən seysmik horizontların xronostratiqrafik əhəmiyyətli olması ilə yanaşı çöküntütoplanmada müəyyən fasilələr nəticəsində yaranmış dayaq horizontları da mühüm rol oynayır (Mamedov, 2009).

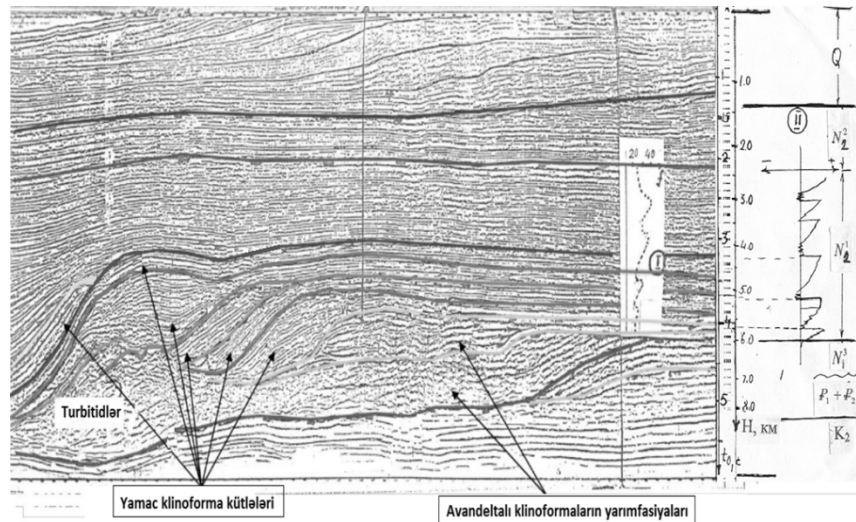
Müzakirə

Seysmik sedimentasiya komplekslərinin sərhədləri, əsasən ikinci dərəcəli uyğunsuzluq səthləridir. Vaxt kəsilişlərində uyğunsuzluq səthlərindən aşağıda və yuxarıda yatan təbəqələr arasında akustik sərtliklər fərqlənir və bu səthdən fasiləli və fasiləsiz izlənilən əksolmalar yaranır. Uyğunsuzluq səthləri boyunca ondan yuxarıda və aşağıda yatan nazik lay sərhədlərindəki əksolma əmsalları çox böyük olduqda fasiləsiz seysmik horizontlar izlənilir.

Cənubi Xəzər çökəkliyində fasilə və uyğunsuzluq səthlərini izləmək üçün sinfaz oxlarının bucaq uyğunsuzluqlarından başqa aşağıdakı amillərdən - məsələn, dalğa mənzərəsinin dəyişməsi, müxtəlif tezlikli süzgəcləmə və s. istifadə etmək olar.

Bizim tərəfimizdən Orta Xəzər hövzəsindən Cənubi Xəzər hövzəsinə keçid zonasında uyğunsuzluq səthləri və fasilələrin seysmostratiqrafik analiz əsasında öyrənilməsində, yastı-paraalel layların və əsasən hövzənin şərq hissəsində qalınlığı lateral dəyişən klinoformaların təhlili böyük rol oynamışdır (şəkil) (Məmmədova və b., 2018).





c.

Yastı-parallel layların pазlaşma zonalarını və lateral artan klinoformaları göstərən vaxt kəsilişləri

Nəticə

Fasilələrin izlənilməsində və onların arasındakı qeyri-antiklinal tipli tələlərin aşkarlanmasında elektrik və akustik karotaj materiallarından istifadə edilmişdir. Bizim tərəfimizdən seysmostratigrafiq analiz üsulunun imkanlarından istifadə edilərək Cənubi Xəzər hövzəsinin şimal-qərb bortyanı zonasında lay dəstələrinin pазlaşma zonalarının aşkarlanması həyata keçirilmişdir. Belə zonaların yaranma şəraiti və dəniz səviyyələrinin dəyişkənliyinin nəzərə alınması nəticəsində məhsuldar qatın bəzi lay dəstələri hüdudunda paleocoğrafi şəraitin üstün təsiri öyrənilmişdir. Seysmofasial tədqiqatlar nəticəsində bəzi transqressiv-sahilyanı fasiyalar aşkarlanmışdır.

ƏDƏBİYYAT

- Ализаде Ак.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. и др. Продуктивная толща Азербайджана. М. Недра, 2018, Т. I.
Мамедов П.З. Модели седиментации в ЮКМБ и их сейсмостратиграфические характеристики. Журнал “Стратиграфия и Седиментология нефтегазоносных бассейнов”. 2009, № 1, с. 51-67.
Məmmədova L.P., Qəniyeva R.Y., Məmmədov P.Z. Cənubi və Orta Xəzər hövzələrində lateral artan sedimentasiya cisimlərinin genezisinin tədqiqi, “Azərbaycanda Geofizika Yenilikləri”, 2018, № 4, s. 14-24.

ORTA XƏZƏR HÖVZƏSİNDƏN CƏNUBİ XƏZƏR HÖVZƏSİNƏ KEÇİD ZONASINDA UYĞUNSUZLUQ SƏTHLƏRİ VƏ FASILƏLƏRİN SEYSMOSTRATİQRAFİK ANALİZ ÜSULUNUN TƏTBİQİ İLƏ ÖYRƏNİLMƏSİ

Məmmədov P.Z.¹, Namazlı N.E.², Məmmədova L.P.³, Nəsirova N.İ.²

¹Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

²Elm və Təhsil Nazirliyinin Geologiya və Geofizika İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

³SOCAR “Neftqazəlimtədqiqatlayihə” İnstitutu, Bakı, Azərbaycan: nurlannamaz@gmail.com

Xülasə. Cənubi Xəzər hövzəsi ilə Orta Xəzər hövzəsinin keçid zonasının çöküntü qatında fasilələrin və uyğunsuzluq səthlərinin öyrənilməsi böyük praktiki əhəmiyyət kəsb edir. Məlum olduğu kimi neftli-qazlı hövzələrdə qeyri-antiklinal tipli tələlərin yaranmasına əsas səbəb məhz uyğunsuzluq səthləridir. Bundan əlavə uyğunsuzluq səthlərinin öyrənilməsi paleocoğrafi şəraitin bərpə edilməsi baxımından da vacib hesab olunur. Uyğunsuzluq səthlərinin öyrənilməsi ilə yanaşı çöküntü qatının daxilindəki fasilələrin tədqiqi də bu kimi məsələlərin həllində önəmlidir. Tədqiqat işində uyğunsuzluq səthlərinin və fasilələrin öyrənilməsi məqsədilə seysmostratigrafiq analiz üsulundan istifadə edilmişdir.

Açar sözlər: Cənubi Xəzər hövzəsi, Orta Xəzər hövzəsi, seysmostratigrafiq analiz, fasilə, uyğunsuzluq səthləri

USING THE NFG METHOD TO GRAVITY DATA OF THE HASANKALE-HORASAN PETROLEUM EXPLORATION PROVINCE

Aydın A.¹, Kadirov F.²

¹*Department of Geological Engineering, Natural and Applied Science,
Pamukkale University, Türkiye*

20160 Denizli, Türkiye: aaydin@pau.edu.tr

²*Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,
Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan*

119, H.Javid Ave., Baku, AZ1143: kadirovf@gmail.com

Keywords: Normalized Full
Gradient (NFG),
Hasankale-Horasan

Summary. The effects of the hydrocarbon presence were shown on the NFG sections by the application of NFG downward continuation operations on the theoretical models. As the application of this method, important results were obtained for the Hasankale-Horasan petroleum area by applying this NFG method to the gravity data for the purposes of hydrocarbon presence. It was shown that more effectively signs of the hydrocarbon structures on the NFG section obtained field and models data at low harmonics. Mass geometry and location of the mass giving rise to the anomaly can be used to be determined from the knowledge of singular points at the mass and its borders.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Hydrocarbon containing structures can be determined by comparing the calculated field with the observed gravity field. Second derivatives, downward analytical continuation, horizontal gradient vector, Andrew-Griffin variation method, statistical methods and downward continuation of Normalized Full Gradient (NFG) values of the gravity field are commonly used methods in hydrocarbon exploration (Griffin W.R, 1949; Andreev and Klushin, 1962; Berezkin and Buketov, 1965; Berezkin, 1973; Ciancara and Marcak, 1979; Mudretsova, 1984; Molovichko et al., 1989; Lyatsky et al., 1992; Aydın, 1997; Aydın, 2000; Pašteka, 2000; Aydın et al., 2002).

Normalized Full Gradient (NFG) method depends on the downwards analytical continuations of normalized full gradient values of gravity data. Analytical continuation discriminates the certain structural anomalies which can't be distinguished in the observed gravity field. Analytical properties are lost at the singular points of the borders of mass giving rise to the anomaly in the gravity potentials and derivatives. Mass geometry and location of the mass giving rise to the anomaly can be used to be determined from the knowledge of singular points in the mass and its borders. Downwards analytical continuations values of the observed gravity data show irregular variations during the passage of the mass giving rise to the anomaly. The initial values of these irregular variations describe the depth to the upper surface of mass giving rise to anomaly. The application of this method is restricted since the errors in the gravity data become more effective in the downward analytical continuation values with the increasing depth (Aydın, 1997).

Since residual gravity signals of oil and gas reservoirs are rather weak, gravity data in hydrocarbon exploration purposes should be handled specifically. NFG data were obtained from the calculations of Fourier series coefficients of the gravity data by Filon method (Davis and Rabinowitz, 1989). Afterwards the effects of hydrocarbon existence in the NFG sections were put forward with the model calculations by utilizing the NFG data. Also the hydrocarbon potentials of the Hasankale-Horasan area were interpreted using the NFG method for the gravity data.

Method

The NFG operator $G_H(x, z)$ is defined in two dimensions by Berezkin (1973) as

$$G_H(x_i, z_j) = \frac{\sqrt{\left[\left(\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial z}\right)^2\right]^v}}{\frac{1}{M} \sum_{i=0}^M \sqrt{\left[\left(\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial z}\right)^2\right]^v}},$$

where M is the number of observation points, ($i = 0, 1, 2, 3, \dots, M$; $j = 0, 1, 2, 3, \dots, z$). $U(x_i, z_i)$ is the function defining the gravity anomaly values along the x axis, $\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial x}$ and $\frac{\partial U(x_i, z_j)}{\partial z}$ are derivatives of the function $U(x_i, z_i)$ with respect to x and z respectively, and v is known as the degree of the NFG operator and controls the peak amplitude. The degree of the NFG can be taken as 1, 2, 4, etc., $v = 1$ is generally used for the potential field data (Aydın, 1997).

Discussion

A profile was selected which is 53 km long in the Erzurum-Hasankale-Horasan region and is concurrent with the SW-NE trending seismic section as given in Figure 1. The whole profile which stratigraphically overlies the Jurassic Mudurnu Formation overlaid conformably by the Cretaceous Sakaltutan Ophilites is on top of the alluvium units. The beginning of the profile is made up the faulted Eocene Bulkasım Formation which is overlaid unconformably by the Pliocene Karakurt Formation, and the latter one is covered up jointly by the Aras Formation and the Quaternary alluvium. Application of the NFG method to the gravity model obtained from a complex geological structure: a) $\Delta g(x, z)$ curves calculated for the geological models having and not having hydrocarbons, b) Second derivatives, c) Andreev-Griffin variation method curves calculated for $N1-N2=1-5$, $N1-N2=1-10$ and $N1-N2=1-15$ harmonics, and c) Seismic section having hydrocarbons at 10 km in Figure 1. It is seen 45 mGal anomaly due to the change in the basement topography gravity increasing along the whole profile (Figure 1a). The NFG sections of the profile were calculated and drawn for the harmonics of $N1-N2=1-10$, $N1-N2=1-15$, $N1-N2=1-20$, $N1-N2=1-25$, $N1-N2=1-30$ and $N1-N2=1-35$ (Figure 1g). The effect of the rise in the middle of the profile was shown as the minima closing area between two maxima at the $N1-N2=1-10$ harmonics. This effect was observed at all the other harmonics too. Characteristic minimum singular point was observed at 10 km for the anticlinal area for $N1-N2=25$ harmonics. This situation was also observed at the harmonics of $N1-N2=1-25$, $N1-N2=1-30$ and $N1-N2=1-35$. The depth of a structure which could be considered as reservoir character is at 35 km. A minimum singular point was observed at the harmonics of $N1-N2=1-20$, $N1-N2=1-25$, $N1-N2=1-30$ and $N1-N2=1-35$ at 45 km of the profile and the depth of this point is about 2-2.5 km. These parts are against the limestone units in the interpreted seismic and geological sections. These parts shown with the shaded rectangles and ellipses (in the Figure 1g) were considered as the areas having reservoir characteristics.

Conclusion

By using the Filon method for the calculation of the Fourier series coefficients, singular points were determined at the lower harmonics with better congestions. Density variations which are caused by the presence of hydrocarbons make up the minimum closure between two maxima for the reservoir. These advantages were put forward by the NFG method for the hydrocarbon exploration, this method has shown that it could be used at the initial and final stages of the hydrocarbon explorations by applying to the gravity data for the promising areas. Therefore it is a reality that this method could be used to determine the areas for detailed seismic and borehole sites.

Acknowledgement

The work reported here was supported by Research Foundation of Karadeniz Technical University (Project No: 96.112.007.2) and seismic and gravity data were supported by TPAO.

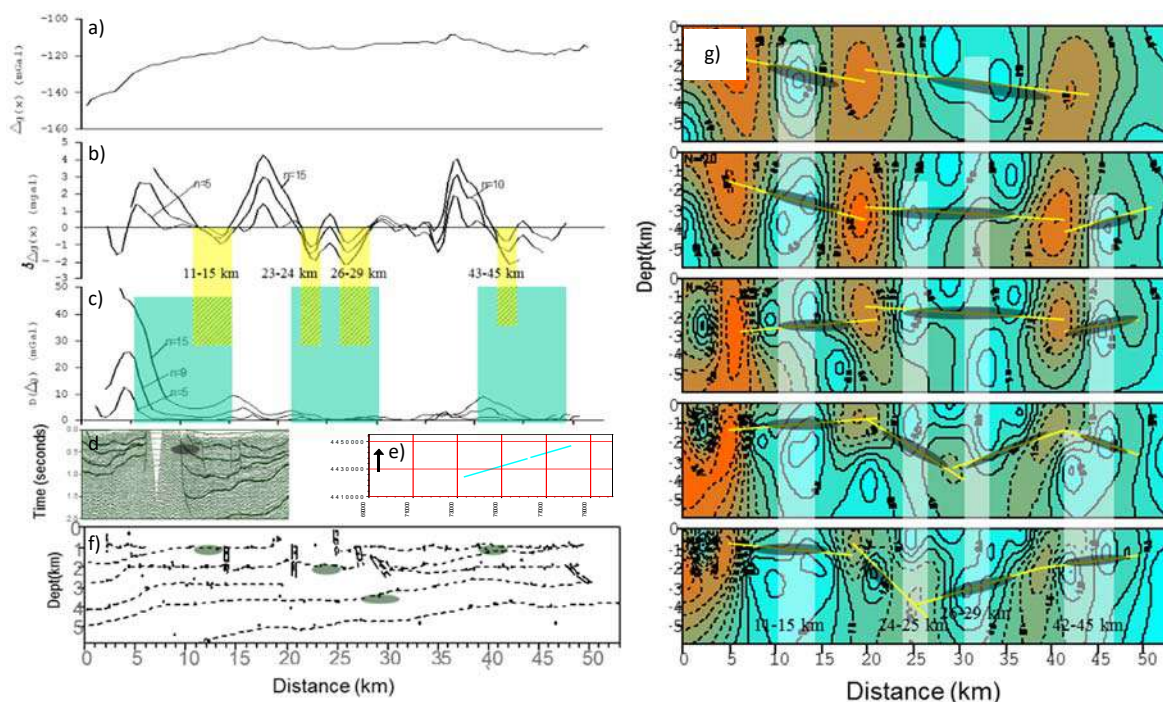


Fig. 1. In the survey area, a) $\Delta g(x,z)$ gravity profile, b) Second derivatives, c) Andreev-Griffin variation method curves calculated for $N1-N2=1-5$, $N1-N2=1-9$ and $N1-N2=1-15$ harmonics, d) seismic line, e) profile position, f) singular points was observed for the various harmonics and the NFG sections calculated for the $\Delta g(x,z)$ data of the profile for 1-15, 1-20, 1-25, 1-30 and 1-35. The shaded rectangles and ellipses correspond to anomalous zones for considering as the areas having reservoirs.

REFERENCES

- Andreev B.A. and Klushin I.G. Geological Exploration of Gravity Anomalies. Gostoptekhizdat. Leningrad, 1962, 495 p.
- Aydm A. Evaluation of Gravity Data in Terms of Hydrocarbon by Normalized Full Gradient, Variation and Statistic Methods, Model Studies and Application in Hasankale-Horasan Basin (Erzurum). Ph.D. Thesis, Karadeniz Technical Univ., Natural and Applied Sciences Institute, Trabzon, Turkey, 1997.
- Aydm A. Evaluating Gravity and Magnetic Data by Normalized Full Gradient. Azerbaijan International Geophysical Conference Book, Baku, 2000, p. 223.
- Aydm A., Kadirov A. and Kadirov F. Interpretation of Anomalies Gravity-Magnetic Fields and Seismicity of Eastern Turkiye. "Assessment of Seismic Hazard and Risk in the oil-Gas Bearing Areas" (100-anniversary of Shamakha Earthquake) International Conference Book, Baku, 2002, 125 p.
- Berezkin V.M. and Buketov A.P. Application of the Harmonical Analysis for the Interpretation of Gravity Data. Applied Geophys., Vol. 46, 1965, pp. 161-166.
- Berezkin V.M. Application of the Total Vertical Gradient of Gravity for Determination of the Depths to the sources of gravity anomalies. Exploration Geophys., Vol. 18, 1967, pp. 69-79.
- Berezkin V. M. Using in Oil-gas Exploration of Gravity Method. Nedra. Moscow, 1973, 264 c.
- Ciancara B. and Marcak H. Geophysical Anomaly Interpretation of Potential Fields by Means of Singular Points Method and Filtering. Geophys. Prospect., Vol. 27, 1979, pp. 251-260.
- Davis P.J. and Rabinowitz P. Methods of Numerical Integration. Academic Press. New York. 1989, 626 p.
- Griffin W.R. Residual Gravity in Theory and Practice. Geophysics, Vol. 14, 1949, pp. 39-58.
- Lyatsky H.V., Thurston J.B., Brown R.J. and Lyatsky V.B. Hydrocarbon-Exploration Applications of Potential-Field Horizontal-Gradient Vector Maps. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, Vol. 17, No. 9, 1992, pp. 10-15.
- Molovichko A.K., Kostitsin V.I. and Tarunina O.L. Detailed Gravity Prospecting for oil and Gas. Nedra. Moscow, 1989, 224 p.
- Mudretsova E.A., Varlamov A.S., Filatov V.G. and Komarova G.M. The Interpretation of Detailed Gravity Data Over the Nonstructural Oil and Gas Reservoirs. Nedra. Moscow, 1979.
- Paštka R. 2D Semi-Automated Interpretation Methods in Gravimetry and Magnetometry. Acta Geologica Universitatis Comeniana (Bratislava), Vol. 55, 2000, pp. 5-50.

HYDROCARBON SYSTEMS AND MUD VOLCANOES: PARAGENESIS OR ASSOCIATED DEVELOPMENT

Guliyev I.S.¹, Yusubov N.P.², Huseynova Sh.M.²

¹Presidium of the Azerbaijan National Academy of Sciences

²Oil and Gas Institute of the Ministry of Science and Education
of the Republic of Azerbaijan: huseynova_shalala@yahoo.com

Keywords: *The South Caspian basin, hydrocarbon system, mud volcano, Maikop Group*

Summary. The South Caspian basin containing the significant part of the world's hydrocarbon resources is a region of extensive mud volcanism. All the oil and gas fields within the basin are associated with mud volcanoes evidencing active petroleum systems. Relationship between hydrocarbon accumulations and mud volcanoes remains the most relevant research issue for a long time. The present paper introduces the results of the comprehensive analysis of hydrocarbon systems and the geodynamic processes creating mud volcanoes within the Azerbaijani sector of the South Caspian basin based primarily on the seismic data. The results of the study suggest that the mud volcanoes are the key element of the petroleum systems of the basin. Mud volcanism appears to be synchronized in time and space with the growth of folds, providing an associated development of mud volcanoes and oil and gas fields. The origin and formation of mud volcanoes have been investigated in the context of the evolution of the South Caspian Basin. The results of study might significantly contribute to the better understanding of petroleum systems and mud volcanism within the South Caspian basin and prove genetic link between mud volcanoes and hydrocarbon accumulations.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The South Caspian basin (SCB) contains the significant part of the world's hydrocarbon resources. The multiple giant oil and gas fields have been uncovered and a number of promising structures are recorded within the basin. The prolific oil and gas content of the basin evidences the active petroleum systems. The basin is characterized by the availability of all elements of petroleum system and the processes necessary for hydrocarbon accumulations to be formed (Huseynov and Huseynova, 2014; Huseynova, 2019; Huseynova and Afandiyeva, 2019). Thus, the sandy layers of the Low Pliocene Productive Series (PS) are the main reservoirs; the shaly layers of PS serve as the seals for the hydrocarbon accumulations; the Oligocene – Lower Miocene Maikop Group is recognized as the main source rocks; the Upper Pliocene Aghjagil shales are considered to be the regional seal rocks. The most uncertain and thus relevant issue while analyzing petroleum systems and the whole basin is the mechanism of hydrocarbon migration and formation of their accumulations.

The South Caspian basin is the world's largest area of mud volcanism development. According to the 2D and 3D seismic survey within the Azerbaijani sector of the SCB performed in 1990-2014 approximately 100 local uplifts are associated with mud volcanoes. (Fig. 1) Some structures are complicated by two and more volcanoes (Shah-deniz – 4, Absheron – 2, Mashal – 2, Shafag – Asiman – 5) (Yusubov et al., 2023). That kind of association evidences the closest relationship between oil and gas deposits and mud volcanoes, in other words, mud volcanoes are specific type of hydrocarbon seepage manifestation indicating oil and gas accumulations. That is why, the mud volcanism has been remained one of the most relevant research issue in terms of application to prospecting and exploration of hydrocarbon resources for a long time.

The most previous researches did not apply the seismic data to describe the elements of the petroleum systems and mud volcanoes of the SCB. The present research represents a comprehensive analysis of the South Caspian basin based primarily on the seismic data. The aim of the study is to investigate relationship between hydrocarbon systems and mud volcanism. For this purpose, the origin and formation of mud volcanoes have been investigated in the context of the evolution of the South Caspian Basin. The results of study might significantly contribute to the better understanding of petroleum systems and mud volcanism within the South Caspian basin and prove genetic link between mud volcanoes and hydrocarbon accumulations.

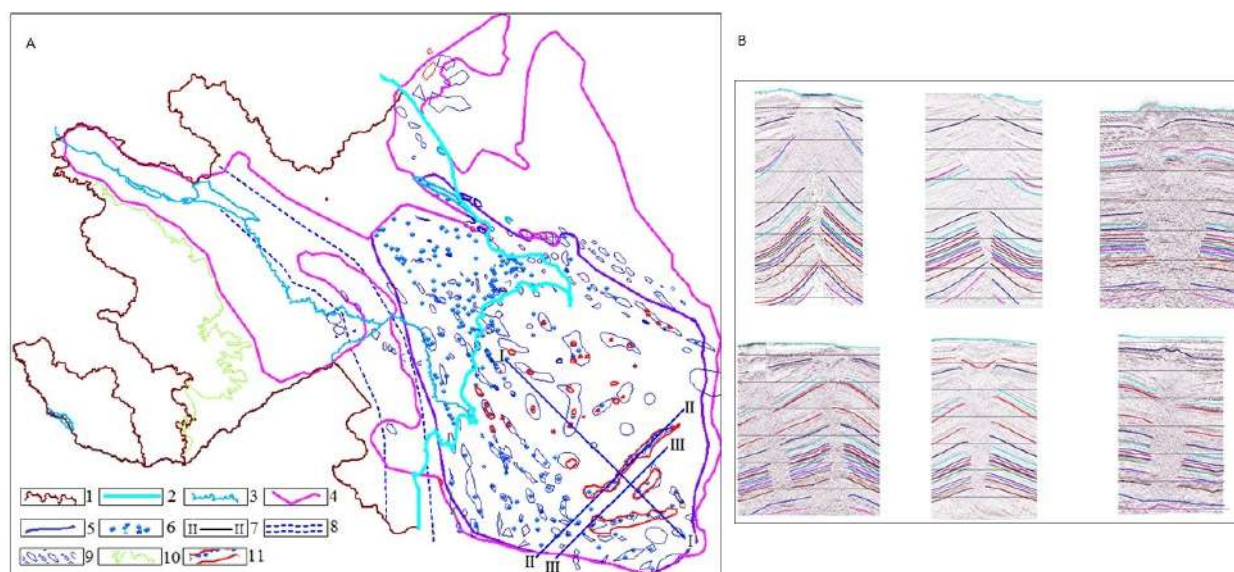


Fig. 1. The area of accumulation of Maikop deposits and development of mud volcanism (A): 1 – state borders, 2 – Caspian coastline, 3 – Kura and Araz Rivers, 4 – boundary of the Maikop deposits, defined by seismic survey, 5 – area of mud volcano distribution, 6 – mud volcanoes, 7 – seismic lines, 8 – boundaries of the Talysh-Vandam gravity maximum, 9 – structures discovered according to geological and seismic surveys, 10 – outcrops of Mesozoic deposits, 11 – mud volcanoes revealed according to seismic data (along the top of Surakhany Suite of PS). Cross-sections through the oil and gas fields associated with mud volcanoes (B)

Method and database

The study involves analysis of the hydrocarbon systems and mud volcanoes of the South Caspian basin integrating a huge amount of geological, geophysical, geochemical and other relevant data. The geophysical database includes well logging data and seismic survey by the common depth point method (CDP), performed within on- and offshore of the Azerbaijani sector of the South Caspian basin.

Results and discussion

The SCB is characterized by high subsidence and sedimentation rates, especially in Pliocene-Quaternary period, resulted in the thick sedimentary filling of about 20.5 km according to the recent results of seismic data interpretation (Yusubov et al., 2018, 2019, 2020). The results of study show that the Low Pliocene Productive Series represented by alternation of the sandy and shaly layers (the main reservoirs and seal rocks) were formed due to activity of several paleo-river systems. (Yusubov et al., 2020) These rivers provided clastic material from provenances of three different orientations: the northwest (Paleokura), the north (Paleopirsagat, Paleovelvechay, Paleosamur, Paleovolga) and northeast (Paleoamudarya) (Javanshir et al, 2015; Alizade et al., 2018; Alizade et al., 2018; Abreu and Nummedal, 2007; Hinds et al, 2007; Abdullaev et al., 2010; Abdullaev et al., 2011). As the basin filled, depending on the tectonic processes that cause the transgression and regression of the sea coastline, the river channels periodically changed their flow directions, occupying the same areas. The process was of an inherited character and branching river systems functioned within a certain space. Thus, a multistorey complex of deposits of the Low Pliocene Productive Series represented by isolated geological bodies of various shapes, sizes, and lithologies were formed above the organic rich shale of Oligocene – Lower Miocene Maikop Group (the main source rocks). Due to rapid burial Maikop deposits have not been compacted, keeping water and being very plastic and uncompact.

The structure and formation mechanism of the mud volcanoes have been studied based on interpretation of the significant 2D/3D seismic and well logging data from the Azerbaijani sector of the South Caspian Basin. A “giant” mud volcano system has been recognized in the area with multiple groups of channels rooting from common feeder source. Locations of the mud volcanoes were specified and a series of new mud volcanoes have been recorded. Stratigraphically, the mud volcanoes root from the base of Oligocene – Miocene Maikop Group and eruptive channels appear to branch out at the level of the top of PS.

The results of seismo-geological modeling show that the mud volcanism initiated in Early Miocene and continues at present and the eruptive channels of mud volcanoes do not extend below Maikop deposits.

The boundaries of paleobasins of Maikop and Productive Series have been specified and mapped. both approximately coincide. The area of mud volcano distribution occupying 57000 km² does not extend outside the boundaries of Maikop and PS evidencing their relationship. The thickness map of Maikop Group was constructed. According to the map the thickness of Maikop deposits does not exceed 2600 m.

In previous research (Guliyev et al., 2020) the authors suggested the mechanism of mud volcano formation based on the Rayleigh – Taylor phenomenon. According to the mechanism the clayey Maikopian sediments are considered as a liquid with the non-Newtonian properties. The overlying sediment loading forces plastic Maikopian sediments to extrude into the upper denser space initiating mud volcano development. With further increase in overburden thickness and consequently in lithostatic pressure the mud mass continues intruding in the upper medium forming the mud volcano channels. Simultaneously the mud intruding into the upper medium causes a system of extensional fractures providing additional pathways for liquefied mud squeezed up towards the earth's surface.

Paleoreconstructions of seismic cross-sections demonstrate that the formation of mud volcanoes initiated in Miocene and continues simultaneously with sedimentation until present. According to the paleoreconstruction results mud volcanism appears to be synchronized in time and space with the growth of folds (Fig. 2).

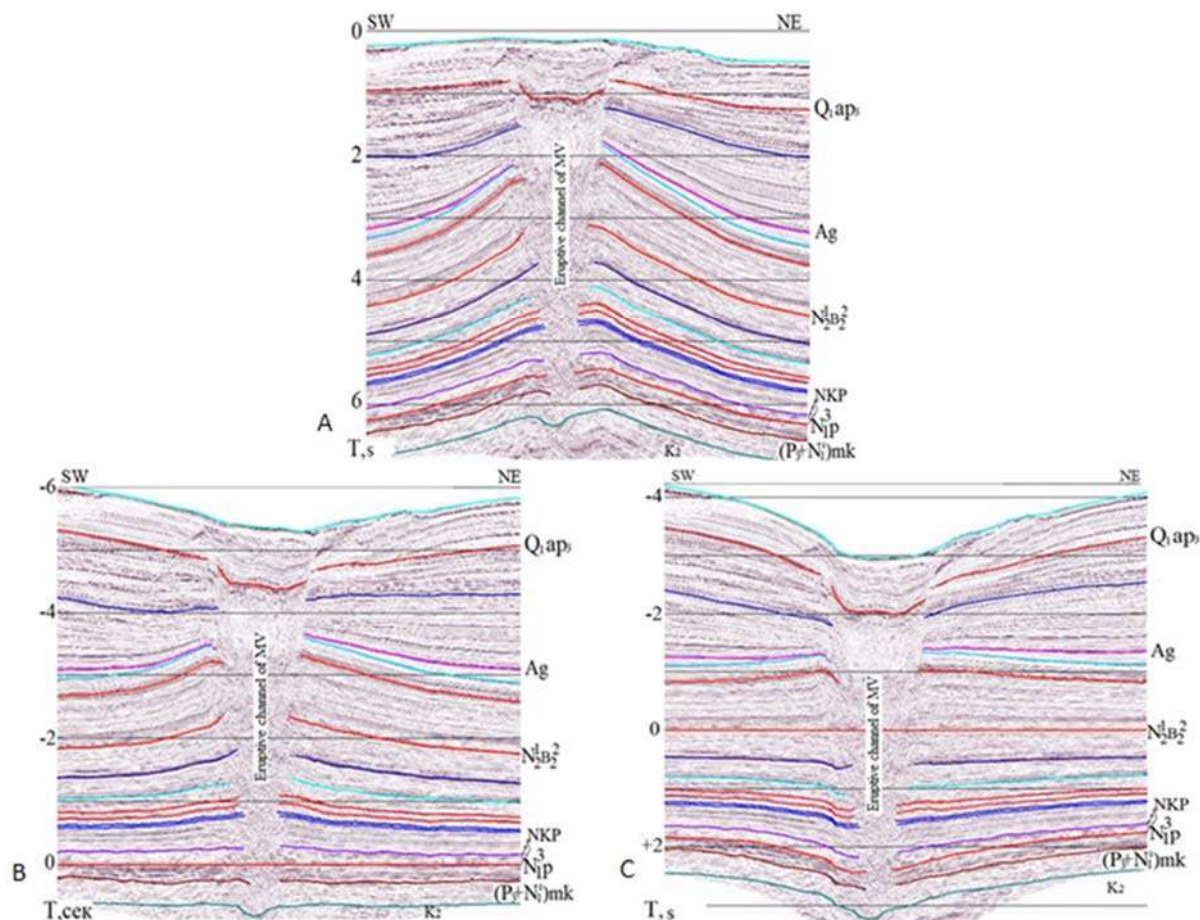


Fig. 2. Vertical slice of 3D seismic cube (A). Reconstructions of seismic cross-sections on the surface of Pontian (B) and Surakhany (C) deposits

The sedimentary filling of the SCB composed of complex interrelations of geological bodies represented by lithological varieties formed in marine, continental and transitional sedimentation conditions. One of the main properties of a geological section formed in such hydrodynamic conditions is their hydraulic isolation, in other words, the absence of the lateral and vertical permeable channels between the reservoir as was confirmed by the results of the authors' previous studies (Yusubov and Yusubov, 2010; Yusubov and Guliyev, 2015; Yusubov et al., 2020).

According to the previous researchers the deep faults are considered to be the main migration pathways within SCB. However, the results of the seismic data interpretation by common depth point method obtained over the past 10 years do not reveal the deep faults connecting source rocks to reservoirs. Faults recorded in the upper part of the section are supposed to be formed as a result of mud volcanism activity.

The results of our study allow to suppose that Maikopian mud mass, containing the generated hydrocarbons, on its way upward initially fills the reservoirs with gas, oil and water. The process continues until, the pressure that injects the fluid into the reservoirs, higher than geostatic pressure. Thus, the eruptive channels of

the mud volcanoes and accumulations of oil and gas are created (Fig. 3). The results of the study suggest that formation of oil and gas accumulations in the South Caspian basin is associated to mud volcanism and the eruptive channels of the mud volcanoes serve as the main pathways for hydrocarbon migration (Fig. 4).

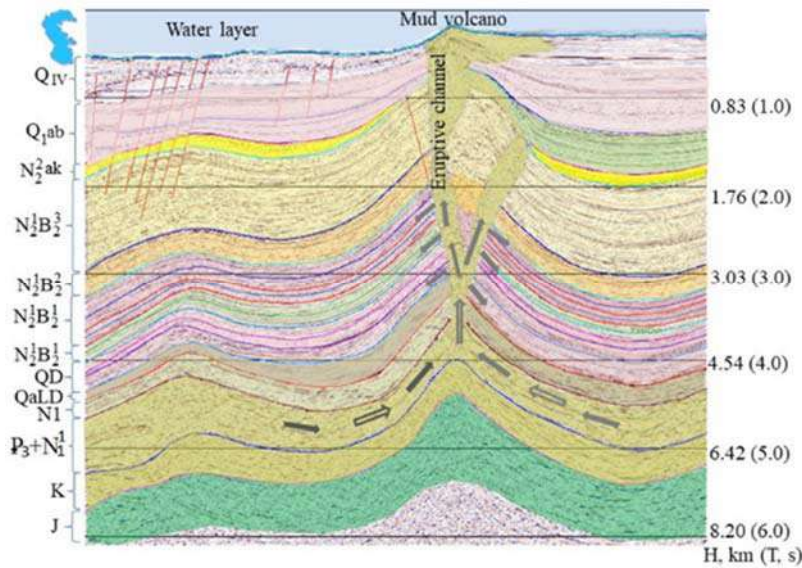


Fig. 3. Scheme of hydrocarbon migration through the eruptive channel of mud volcano by example of the seismic cross-section through Azeri – Chirag – Guneshli oil field

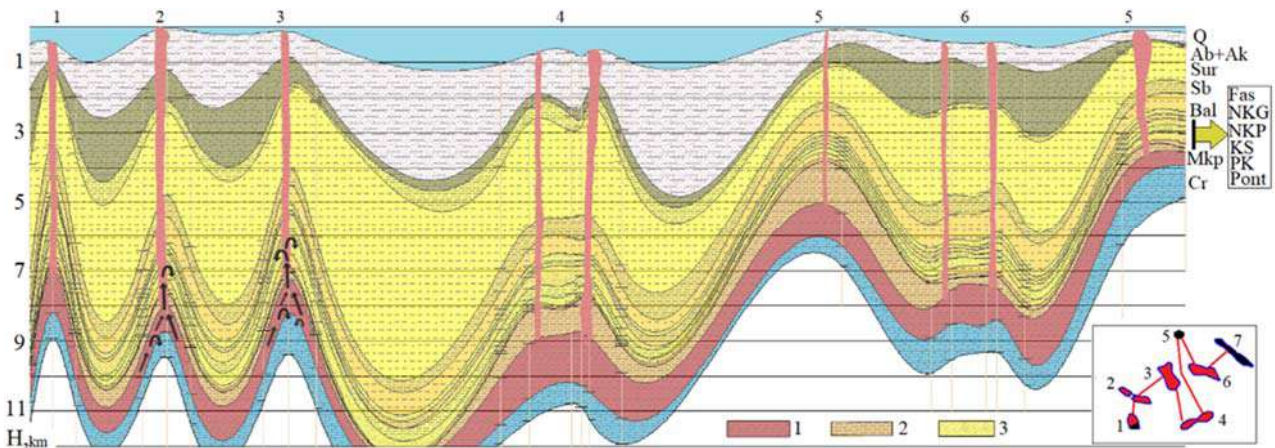


Fig. 4. The model of the hydrocarbon system according to seismic and deep drilling data: 1 and 2 – source rocks (Maikop and Miocene); 3 - reservoirs of Productive Series. Black arrows show directions of hydrocarbons migration

Conclusion

The results of the study suggest that in the South Caspian basin mud volcanism appears to be synchronized in time and space with the growth of anticlinal folds. Formation of oil and gas accumulations is associated with mud volcanism. The channels of mud volcanoes are supposed to be the main pathways for hydrocarbon migration and the key element of petroleum system.

REFERENCES

- Абдуллаев, Н.Р., Райли, Г., Грин, Т., Бауман, Э. (2010). История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть I). *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, №9, 8-17.
- Абдуллаев, Н., Райли, Г., Бауман, Э. (2011). История осадконакопления продуктивной толщи в Южном Каспии с учетом погружения бассейна (часть II). *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, №5, 8-14.
- Abreu, V., Nummedal, D. (2007). Miocene to Quaternary Sequence Stratigraphy of the South and Central Caspian Basins in P.O. Oil and Gas of the Greater Caspian Area, edited by Yilmaz and G.H. Isaksen. *AAPG Studies in Geology*, 55, 65-86.
- Ализаде, А.А., Гулиев, И.С., Мамедов, П.З., Алиева, Э.Г., Фейзуллаев, А.А., Гусейнов, Д.А. (2018). *Продуктивная толща Азербайджана. В 2-х т.*, М.: ООО «Издательский дом Недра», Т. I.

- Ализаде, А.А., Гулиев, И.С., Мамедов, П.З., Алиева, Э.Г., Фейзуллаев, А.А., Гусейнов, Д.А. (2018). Продуктивная толща Азербайджана. В 2-х т., М.: ООО «Издательский дом Недра», Т. II.
- Guliyev, I.S., Yusubov, N.P. and Guseynova, S.H.M. (2020). On the formation mechanism of mud volcanoes in the South Caspian Basin according to 2D and 3D seismic data. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 56, 5, 131–138
- Hinds, D.J., Simmons, M.D., Allen, M.B., Aliyeva, E. (2007). Architecture Variability in the Pereriva and Balakhany Suites of the Neogene productive series, Azerbaijan: Implications for reservoir quality in P.O. Oil and Gas of the Greater Caspian Area, edited by Yilmaz and G.H. Isaksen. *AAPG Studies in Geology*, 55, 87-107.
- Huseynov D.A., Huseynova S. (2014) HC Generation and Migration at the Western Flank of South Caspian Basin - Results of Basin Modeling. 76th EAGE Conference & Exhibition 2014. Amsterdam RAI, The Netherlands, 16-19 June 2014.
- Huseynova Shalala. (2019) Hydrocarbon source rocks within the western flank of the South Caspian basin (Azerbaijan): geochemical study and petroleum system modelling. In book: *Advances in Petroleum Engineering and Petroleum Geochemistry (Proceedings of the 1st Springer Conference of the Arabian Journal of Geosciences, Tunisia 2018)*. Editors: Banerjee, Santanu, Barati, Reza, Patil, Shirish (Eds.). Springer, 2019, P. 157-160
- Huseynova S., Afandiyeva M. (2019) Geochemical study and modeling of petroleum systems within the western flank of the South Caspian basin. 81st EAGE Conference & Exhibition 2019, London, UK, 3-6 June 2019
- Javanshir, R.J., Riley, G.W., Duppenbecker, S.J., Abdullayev, N.R. (2015). Validation of lateral fluid flow in an overpressured sand-shale sequence during development of Azeri-Chirag-Gunashli oil field and Shah-Deniz gas field: South Caspian Basin, Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 593-610.
- Yusubov, N.P., Yusubov, X.N. (2010). About prediction of petrophysical and hydrodynamic models of Galmaz gas storage based on well logging data. *Geophysical News in Azerbaijan*, № 3, 28-32 (In Azerbaijani)
- Юсубов, Н.П. Гулиев, И.С. (2015). Литолого-фациальные модели месторождений Гарадаг, 8-Марта, Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Булла-адасы и Булла-дениз, приуроченные к "свите перерыва" по данным ГИС. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, №5, 3-8.
- И.С.Гулиев, Н.П.Юсубов, Ш.М.Гусейнова. (2020) Палеообстановки осадконакопления, грязевой вулканизм и миграция углеводородов в Южно-Каспийском бассейне. *Геофизический журнал*, № 3, Т. 42, 2020, с. 195-205.
- Yusubov, N.P., Quliyev, I.S., Köçərli, Ş.S. (2023) Cənubi Xəzər çökəkliyindəki nəhəng palçıq vulkanları sahələrinin neftqazlılığı haqqında. *Azərbaycan neft təsərrüfatı*, 1, 4-9.

KARBOHİDROGEN SİSTEMLƏRİ VƏ PALÇIQ VULKANLARI: PARAGENEZ VƏ YA ƏLAQƏLİ İNKİŞAF

Quliyev İ.S.¹, Yusubov N.P.², Hüseynova Ş.M.²

¹*Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyasının Rəyasət Heyəti*

²*Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyinin Neft və Qaz İnstitutu*

Xülasə. Dünyanın karbohidrogen ehtiyatlarının əhəmiyyətli hissəsini özündə saxlayan Cənubi Xəzər hövzəsi palçıq vulkanizminin geniş inkişaf etdiyi ərazidir. Hövzədəki bütün neft və qaz yataqları palçıq vulkanları ilə əlaqəlidir bu da aktiv neft sistemlərinin mövcudluğunu təsdiq edir. Karbohidrogen yığımlarının palçıq vulkanları ilə əlaqəsi, uzun müddət öyrənilməsinə baxmayaraq, ən aktual tədqiqat məsələsi olaraq qalır. Bu işdə Cənubi Xəzər hövzəsinin Azərbaycan sektorunda palçıq vulkanlarını yaranan geodinamik proseslərin və karbohidrogen sistemlərinin hərtərəfli təhlilinin nəticələri, xüsusi ilə də seysmik məlumatlar əsasında, təqdim olunur. Tədqiqatın nəticələri göstərir ki, palçıq vulkanları hövzənin karbohidrogen sistemlərinin əsas elementidir. Palçıq vulkanlarının və neft və qaz yataqlarının əlaqəli inkişafını təmin edən proseslərin və qırıqların inkişafı zaman və məkanda sinxron baş verməsi görünür. Palçıq vulkanlarının mənşəyi və formalaşması Cənubi Xəzər hövzəsinin təkamülü kontekstində tədqiq edilmişdir. Tədqiqatın nəticələri Cənubi Xəzər hövzəsində palçıq vulkanları ilə karbohidrogen yığılmaları arasında genetik əlaqəni sübut edir, həmçinin karbohidrogen sistemlərinin və palçıq vulkanizminin daha yaxşı başa düşülməsinə əhəmiyyətli töhfə verə bilər.

Açar sözlər: *Cənubi Xəzər hövzəsi, karbohidrogen sistemi, palçıq vulkanı, Maykop lay dəstəsi*

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕЛЬФА ЗАПАДНОЙ АРКТИКИ РОССИИ

Дзюбло А.Д., Маслов В.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия

Ленинский просп., 65, Москва, 119991: dzyublo.a@gubkin.ru, maslov.v@gubkin.ru

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSITS OF THE SHELF OF THE WESTERN ARCTIC OF RUSSIA

Dzyublo A.D., Maslov V.V.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas,

65 Lenin ave., Moscow, Russia, 119991: dzyublo.a@gubkin.ru, maslov.v@gubkin.ru

Keywords: Paleozoic, shelf,
Western Arctic, oil and gas

Summary. The task of this work is the desire of the authors to draw attention to the problem of accelerating the pace of searches for promising objects on the shelf of the Western Arctic and additional exploration of already discovered deposits in the Paleozoic oil and gas complex. The main result of the previously performed offshore exploration work is the identification of a new oil-bearing area in the eastern part of the Pechoromorsky shelf. Large oil fields have been discovered here: Prirazlomnoye, Varandey-sea, Medynskoye-sea, Dolginskoye. The proven reserves and resources of hydrocarbons (HC) allow us to assume that in the near future a new oil-producing area will be formed on the shelf of the Pechora Sea. In total, there are more than 3,500 million tons of initial raw oil resources in the Pechora Sea. The initial total gas resources in the Barents and Kara Seas are concentrated mainly in Mesozoic sediments and amount to more than 80 trillion m³. Since the development of oil and gas fields in the Arctic is characterized by the severity of natural and climatic conditions, a short interglacial period of up to 3 months a year, iceberg danger, remoteness from existing infrastructure, the need for import substitution of deep-sea equipment, it is not necessary to count on their rapid development and production of oil and gas. However, despite these problems, it is necessary not to reduce the pace of preparation for the development of offshore fields.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Исследования геологического строения шельфа Западной Арктики, к которому относятся Баренцево-Печорский и Карский регионы, развиваются с середины прошлого столетия. Результаты ГРП послужили основой для открытия крупнейших нефтяных и газовых месторождений Бессель и др., 2022.

Метод (и/или Теория)

Изученность отложений палеозойского комплекса на шельфе Западной Арктики слабая, несмотря на то, что первые упоминания о геологическом строении отдельных участков шельфа появились по результатам мелкомасштабных аэромагнитной и гравиметрической съемок в 1960-1962 гг. В 1977-1979 гг. в результате региональных профильных работ МОВ ОГТ в комплексе с набортной гравиметрией выявлена и оконтурена Приразломная антиклинальная структура в Печорском море – в последствии крупное нефтяное месторождение (Бессель и др., 2022; Дзюбло, 2008). Выделены и прослежены отражающие горизонты в девонских, каменноугольных и триасовых отложениях (рис. 1).

Особенности стратиграфии палеозойских толщ, вскрытых бурением на структуре Медынская-море 2, рассмотрены на фоне известных закономерностей строения осадочного чехла и литофациальной изменчивости палеозойских отложений в северной части Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАСЗ).

В южной части структурной зоны и на севере в районах продолжения ВАСЗ в пределах акватории Печорского моря мощность палеозойских комплексов уменьшается как за счет их конседиментацион-

ного сокращения, так и за счет все более глубокого предпозднедевонского и других размывов. В северном направлении проявляется и значительная литофациальная изменчивость ряда стратиграфических горизонтов.



Рис. 1. Схема расположения месторождений и перспективных структур Тимано-Печорской провинции и акватории Печорского моря

На Паханческой площади в 2001 г. пробурена параметрическая скважина на силурийские отложения. Глубина скважины составила 4417 м. Силурийские отложения вскрыты в интервале глубины 3989-4417 м и охарактеризованы керном. В результате испытания скважины в силуре получен непромышленный приток нефти из отложений венлокского яруса (Дзюбло и др., 2021) (рис. 2).

Месторождение Медыньское-море находится на стадии доразведки. Извлекаемые запасы нефти составляют 97.3 млн. т. В основной залежи нижнепермского – каменноугольного возраста сосредоточено 96% выявленных запасов нефти.

В пределах северо-западного блока месторождения по данным испытания в отложениях верхнего силура открыта пластово-сводовая залежь нефти. В интервале 3785-3805 получен приток легкой нефти плотностью 0.83 г/см³ и дебитом 4.67 м³/сут.

В 2022 г. ПАО НК «Роснефть» на шельфе Печорского моря в Варандей-Адзвинской структурной зоне открыла новое крупное нефтяное месторождение – Мадачагское. Бурение осуществлялось с берега острова Песякова, с отходом от вертикали до 1232 м. Общая глубина скважины составила 4435 м. В ходе испытаний получен фонтанный приток нефти с максимальным дебитом 220 м³/сутки. Полученная нефть легкая, малосернистая, незначительной вязкости (Дзюбло и др., 2022).

Скважиной Мадачагская-2 установлено наличие промышленных залежей нефти в овинпармских отложениях нижнего девона. На баланс Госкомиссии по запасам поставлены 82 млн т извлекаемых запасов нефти. Мадачагское месторождение стало одним из самых крупных открытий на континентальном шельфе России за последнее время.

Это открытие подтвердило значительный нефтяной потенциал Тимано-Печорской провинции на шельфе, где планируется дальнейшее бурение скважин и изучение отложений палеозоя.

девонский интервал разреза, средняя толщина которого составляет порядка 8500 м. Учитывая, что в наиболее погруженных частях Северо-Карского бассейна максимальная мощность палеозойских осадков составляет 13000 м, можно полагать, что в этих зонах получил развитие полный разрез палеозоя. Таким образом, базальтовый сейсмокомплекс может быть условно датирован кембрием, а перекрывающие его сейсмокомплексы – соответственно ордовиком-силуром, девоном-карбоном и пермью.

В акватории Карского моря выделяется два самостоятельных осадочных бассейна, характеризующихся различными особенностями геологического строения и различными перспективами нефтегазоносности осадочных комплексов.

Южная часть акватории, расположенная к югу от архипелага Новая Земля, выделена в составе Южно-Карской региональной депрессии, которая является северным окончанием Западно-Сибирского осадочного бассейна (Кирюхина и др., 2011; Шустер, Дзюбло, 2012). В нефтегазоносном отношении эта часть акватории выделена в составе Южно-Карской нефтегазоносной области, входящей в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Северная часть Карского моря представляет собой самостоятельную Северо-Карскую перспективную нефтегазоносную провинцию. Учитывая, что эта часть акватории не изучена глубоким бурением, модель геологического строения этого бассейна может базироваться только на геофизических материалах и геологических данных по островам и архипелагам (Конторович, 2-18; Малышев и др., 2023; Мартиросян и др., 2011). Отложения доверхнедевонского перспективного нефтегазоносного комплекса выделяются в Северо-Карской впадине. Формирование углеводородных систем в нижнепалеозойских отложениях описано для древних нефтегазоносных бассейнов Восточной Сибири, Тимано-Печорского и Волго-Уральского, где важную роль играют нефтегазоматеринские толщи рифейского, вендского, кембрийского и силурийского возрастов (рис. 5).

Южно-Карский и Северо-Карский осадочные бассейны разделены Северо-Сибирским порогом, который представляет собой крупный, контрастный эрозионно-тектонический выступ фундамента.

В Северо-Карском бассейне ГРП ведет компания ПАО НК «Роснефть». На лицензионном участке выявлены (свыше 30) структуры, среди которых наиболее крупные Макарова-1, Иванова-1, Меннера-1. Извлекаемые ресурсы углеводородного сырья на участке составляют по оценке 2018 г. (извлекаемые ресурсы): нефть+конденсат – 1535.1 млн.т (Pmean), газ – 1069.7 млрд.м³ (Pmean).

Перспективные отложения: осадочный чехол сложен терригенными и карбонатными отложениями предположительно ордовик-силурийского, девонского, каменноугольного, пермского, триасового и юрского возраста, из которых поисковый интерес представляет интервал с ордовика по средний девон. Глубина залегания – 500-4000 м.

Акватория Северо-Карского участка не изучена бурением. На сопредельных территориях пробурены: скв. Свердрупская-1 на о. Свердруп; три скважины на о-вах арх. Земля Франца Иосифа: Нагурская-1, Хейса-1 и Северная-1; скв. Адмиралтейская-1 в акватории Баренцева моря.

В северной части Карского моря по результатам интерпретации сейсмических разрезов были построены структурно-тектонические схемы, характеризующие поведение опорных горизонтов в осадочном чехле северной части Карского моря (Тарасенко и др., 2021) (рис. 6).

Анализ временных разрезов и результатов структурных построений позволяет сделать вывод о том, что с сеймостратиграфических и структурно-тектонических позиций Северо-Карский бассейн представляет значительный интерес в отношении нефтегазоносности. В отложениях различных осадочных комплексов выделяются антиклинальные, структурно-тектонические, структурно-стратиграфические, тектонически-экранированные ловушки.

Выводы

Дальнейшее освоение энергоресурсов УВ сырья в РФ в текущем столетии, в частности во второй его половине, связывается с расширением ресурсной базы УВ газовых и нефтяных месторождений за счет Российского сектора акваторий Западно-Арктических Баренцево и Карского морей. В первую очередь необходимо завершить промышленную оценку запасов газа и нефти ресурсообразующих (уникальных) месторождений, подготовив их к вводу в разработку, и во второй половине текущего столетия начать эксплуатацию залежей в мезозойских и палеозойских отложениях, создать новый морской Западно-Арктический нефтегазодобывающий центр.

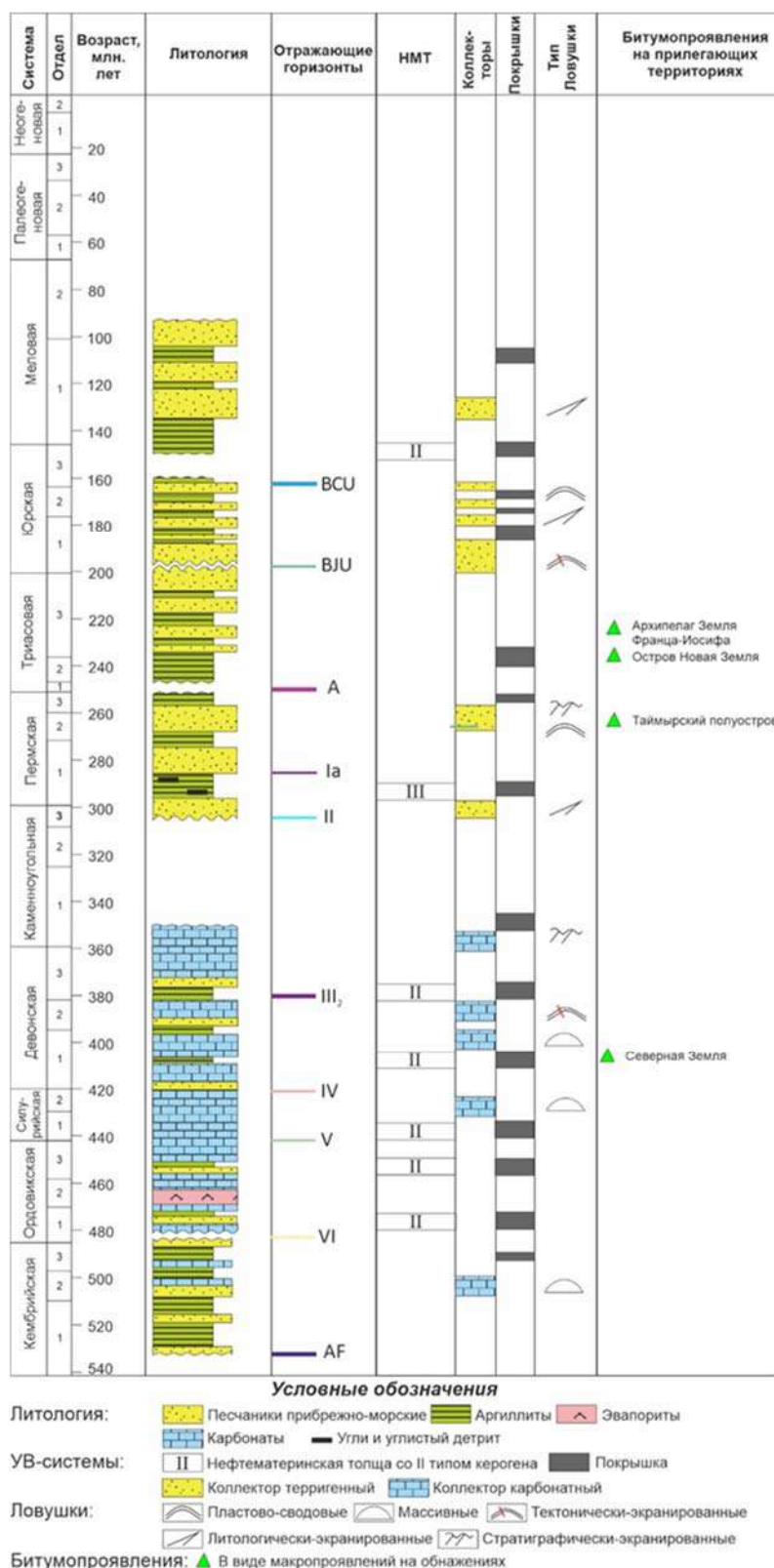


Рис. 5. Элементы возможных углеводородных систем Северо-Карской впадины (с использованием материалов ОАО «ТомскНИПИНефть», 2014; ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 2021; ФГАОВ ВО КФУ, 2021; МГУ имени М.В. Ломоносова, 2023)

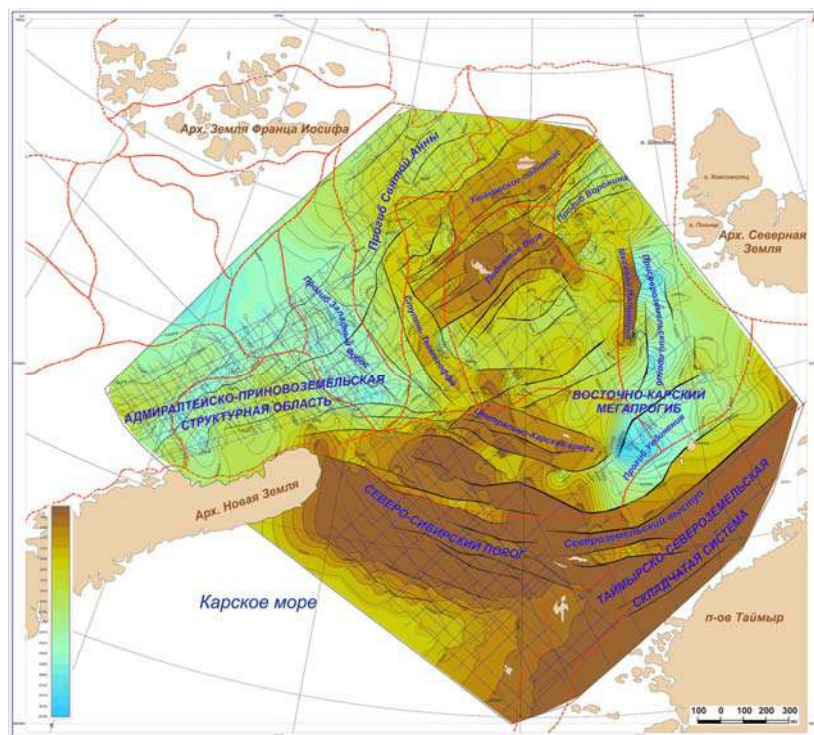


Рис. 6. Структурно-тектоническая схема по поверхности акустического фундамента (OGF) северной части Карского моря

ЛИТЕРАТУРА

- Бессель В.В., Оганов А.С., Дзюбло А.Д. и др. Стратегическая значимость освоения газовых месторождений Ямала и Западно-Арктического шельфа в текущем столетии. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, № 2, 2022, с. 26-32.
- Дзюбло А.Д., Маслов В.В. Сидоров В. В. Геологическая модель и перспективы нефтегазоносности отложений силурийского комплекса шельфа Печорского моря. SOCAR Proceedings, Special Issue, No. 2, 2022, с. 095-102.
- Дзюбло А. Д., Маслов В. В., Сидоров В. В., Шнип О.А. Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ. SOCAR Proceedings, Special Issue, No. 2, 2021, с.141-148.
- Дзюбло А.Д. Коллекторный потенциал рифогенных палеозойских отложений юго-восточной части Печорского моря. Газовая промышленность, № 6 (618), 2008, с. 62-65.
- Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодильов В.А., Цемкало М.Л. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. Газовая промышленность, №7 (662), 2011, с. 66-70.
- Конторович В.А. Нефтегазоносность Карского моря. Neftegaz.ru, № 11, 2018, с. 34-43.
- Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В. и др. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты. Геология и геофизика, № 3, 2023, с. 311-326.
- Мартirosян В.Н., Васильева Е.А. и др. Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России. Геология нефти и газа, № 6, 2011, с. 99-115.
- Соборнов К.О. Региональная структура, диапиризм солей и нефтегазоносный потенциал акваториальной части Тимано-Печорского бассейна. Научный журнал Российского газового общества, № 1 (37), 2023, с.18-31.
- Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. Геология нефти и газа, № 6, 2011, с. 99-115.
- Тарасенко А.К., Алексеева А.К., Хохлова Ю.Н. Геолого-геофизическая модель осадочного чехла Северной части Карского моря с целью обоснования перспектив нефтегазоносности района. Сборник тезисов докладов научно-практической рабочей встречи «Состояние и перспективы ГРП на нефть и газ на континентальном шельфе Российской Федерации», 24-25 июня 2021 года. ВНИИОкеангеология. СПб., 2021, с. 53-55.
- Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. Экспозиция Нефть Газ, № 2 (20), 2012, с. 26-29.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕЛЬФА ЗАПАДНОЙ АРКТИКИ РОССИИ

Дзюбло А.Д., Маслов В.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия

Ленинский просп., 65, Москва, 119991: dzyublo.a@gubkin.ru, maslov.v@gubkin.ru

Резюме. Цель настоящей работы заключается в желании авторов привлечь внимание к проблеме ускорения темпа поисков перспективных объектов на шельфе Западной Арктики и доразведки уже открытых залежей в палеозойском нефтегазоносном комплексе. Основным результатом выполненных ранее морских геологоразведочных работ – выявление нового нефтеносного района в восточной части Печороморского шельфа. Здесь открыты крупные нефтяные месторождения: Приразломное, Варандей-море, Медынское-море, Долгинское. Разведанные запасы и ресурсы углеводородов (УВ) позволяют считать, что в недалеком будущем на шельфе Печорского моря будет сформирован новый нефтедобывающий район. Всего начальных сырьевых ресурсов нефти в Печорском море числится более 3500 млн. т. Начальные суммарные ресурсы газа в Баренцевом и Карском морях сосредоточены в основном в мезозойских отложениях и составляют более 80 трлн. м³. Поскольку освоение нефтегазовых месторождений в Арктике отличается суровостью природно-климатических условий, коротким межледовым периодом до 3-х месяцев в году, айсберговой опасностью, удалённостью от существующей инфраструктуры, необходимостью импортозамещения глубоководного оборудования, то на быстрое их освоение и добычу нефти и газа рассчитывать не приходится. Однако, несмотря на указанные проблемы, следует не снижать темпы подготовки к разработке морских месторождений.

Ключевые слова: *палеозой, шельф, нефтегазоносность, Западная Арктика*

GEOLOGICAL RISK ASSESSMENT IN HYDROCARBON EXPLORATION

Bagirov E.

SOCAR, Baku, Azerbaijan: elchin.b.bagirov@socar.az

Keywords: *hydrocarbon, exploration, risk, probability, petroleum system*

Summary. The geological risk in hydrocarbon exploration is defined as the probability of the absence of a hydrocarbon accumulation in the study area. Exploration prospects can be characterized by three parameters that determine its value: expected gain (or volume of hydrocarbons), risks (or chance of success or failure) and cost of the project. Expected volumes are usually estimated in probabilistic terms, taking into account uncertainties. These uncertainties and risks often overlap and that leads to overestimation of geological risks. A methodology for estimating of potential reserves including geological risks is proposed in the paper. This distribution of hydrocarbon resource volumes indicates also both, the probability of the absence of hydrocarbons (geological risk) and the probability of volumes below a certain threshold (chance of commercial failure). The calculations are carried out by using the Monte Carlo method.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Hydrocarbon prospect evaluation includes the potential reserve assessment of the area and geological risk assessment. The methodology for assessing resources and risks used by almost all companies is practically the same and differs only in details (Feller, 1968; Керимов и др., 2015; Rose, 2001). When assessing resources, a probabilistic approach is used, where all the geological input parameters are not accepted by one value, but are described by a probabilistic distribution. Then resources are calculated using the Monte Carlo stimulator and are presented in the form of a probability distribution. This way, the uncertainty of the input geological parameters of the model is taken into account when evaluating resources. The less reliable the parameters are, the greater their uncertainty, and the greater is the variance of the estimated resource. Then, companies, regardless of the previous process, evaluate the risks of individual parameters of hydrocarbon systems that may lead to failure, which is the absence of a hydrocarbon accumulation in the studied area. Unfortunately, there is no single methodology for risk evaluation, as well as there is no clear definition of risk. Many companies assess risks based on the degree of reliability of information and the scope of work by which geological parameters are estimated. This leads to the confusion of the concepts of "risk" and "uncertainty". Of course, more reliable data one has, the less the uncertainty of the parameters. However, reducing uncertainty does not necessarily reduce risks. It can lead to both: a reduction in risks or an increase in them. By calculating risks and volumetrics separately, the risk is double-dipped. It should be taken into account that estimated resources include the uncertainty of input parameters. And double-dipping may lead to an overestimation of risks.

There is no single approach to the number of risk parameters. In fact the greater the number of factors, the higher the estimated risk. Therefore, often the values of risks received by different companies can be significantly different, despite the fact that they work on the same data set.

Another point that leads to an overestimation of geological risk is the dependence of various parameters. When multiplying the risk values of different parameters, it is assumed that they are all independent. In reality, this condition is not fulfilled. For example, many parameters have a trend of change with depth. Therefore, they cannot be considered as independent random variables, but are correlative.

All of the above factors require a revision of the methodology for assessing geological risks.

Theoretical framework and method

Suppose that we are studying some geological parameter that can be described by various probability distributions $f_k(x)$. Moreover, each of the options can occur with a probability p_k , where $\sum_k p_k = 1$. Then the final distribution of the parameter can be expressed as the mixture of the distributions (Feller, 1968, p.53).

$$w(x) = \sum_k f(x, \theta_k) p_k$$

Figure 1 shows an example of this procedure. A certain parameter can be described by a distribution density (in the left column) with probabilities of 0.3, 0.5, and 0.2, respectively. Then the density and distribution function of the mixture can be represented as graphs in the right column.

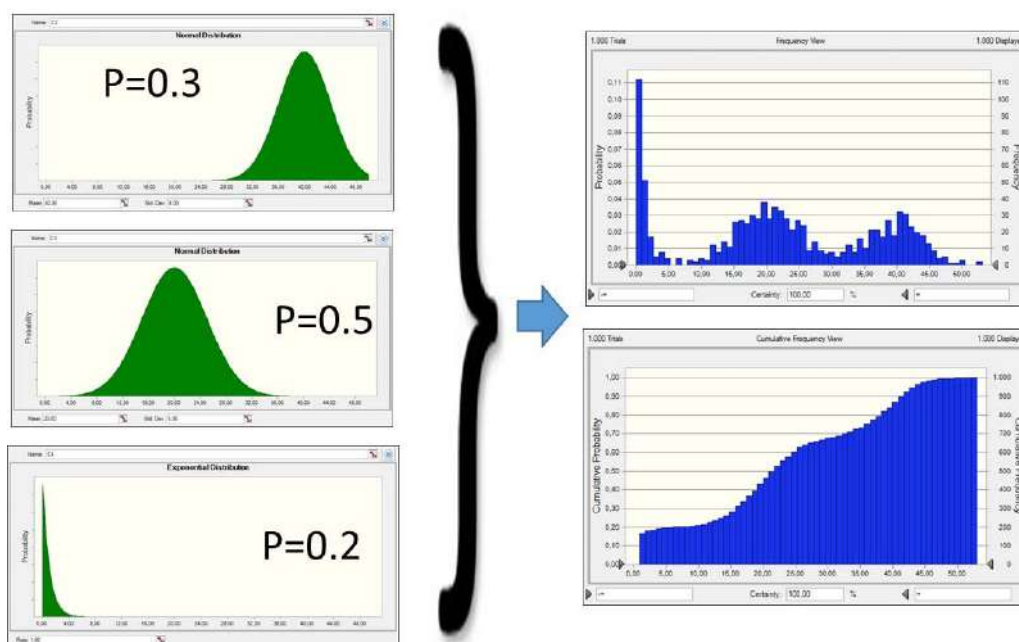


Fig. 1. Mixture of distributions (left column) with the probabilities of occurrence 0.3, 0.5 and 0.2 respectively with the resulting distribution (right column)

The methodology is the following – each of the geological parameters used in the assessment of potential reserves are described by a mixture of successful and unsuccessful case distribution. After that, using the Monte Carlo method, these parameters are simulated and the final distribution of potential reserves is calculated.

Figure 2 shows an example of risk-free (a) and risk-based (b) reserve distribution. Since by risk we mean the probability that the reserves will be close to zero, in this example, risk is approximately 0.4.

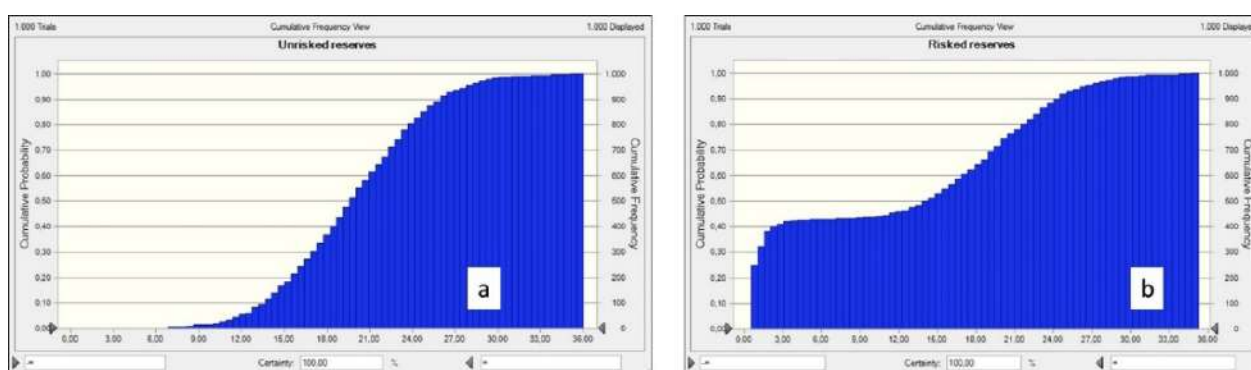


Fig. 2. Hypothetical reserve distribution function without (a) and with (b) accounted risk

Results and discussion

The risks, related with each element of hydrocarbon system should be estimated separately.

Source rocks. The source rock potential, UEP, is defined as the amount of hydrocarbons that these rocks can generate with the complete transformation of organic matter from one km² of the fetch area. This index mainly depends on the content of organic carbon (TOC), hydrogen index (HI) and the net thickness of the organically saturated range(s). The values of each of these parameters can be described by the corresponding distribution. Assuming, that the value of one of those the parameters (not necessarily all of them) is equal to

zero, this means the absence of the parent rock. Let's define the source rock absence, as event {Net thickness=0}. In such case, by mixing the net thickness distribution and the "absence event" the final distribution of UEP can be obtained.

Migration losses. Migration losses can be estimated in the process of basin modeling. Probably, the most important factor that can lead to the absence of hydrocarbons is the position of the first carrier bed. The probability that the prospect is in the shadow of migration can be considered as one of the geological risk factors and should be quantitatively estimated.

Reservoirs. Here the approach can be similar to source presence risk. Under the volume of the container, we define the volume of void space that can contain hydrocarbons per unit area. This volume depends on porosity, hydrocarbon saturation, and net reservoir thickness. As a risk of the presence of reservoir rocks, one can define the event that net thickness is equal to zero. Using the mixture method, it is possible to obtain the risk-adjusted distribution of container volume per unit area.

Sealing capacity. This parameter determines the hydrocarbon column height that the caprock can contain. The risk of the seal can be related with the caprock leakage (hydrodynamic breakthrough, the presence of conductive faults, etc.). In this case, the height of the deposit can be equal to zero and the probability of such event can be defined as seal risk.

Oil-bearing area. This is the area of the site bounded by water-hydrocarbon contour and depends on sealing capacity. It can be calculated from the column height – area plot.

Trap risk usually is defined as the probability of the absence of a trap closure. This risk depends mainly on reliability of seismic data.

Taking into account all the risk factors, it is possible to estimate the resources, as shown in Figure 3. Calculations have been conducted by using the Monte-Carlo method on Crystal Ball program.

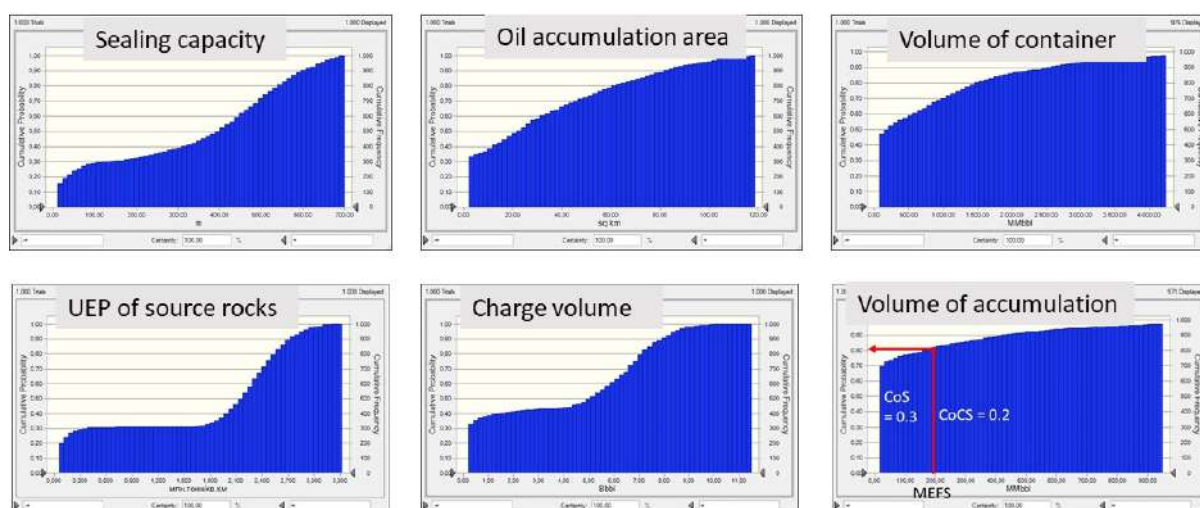


Fig. 3. Calculation of the volume of potential resources taking into account risks on a hypothetical structure

Conclusion

The proposed methodology allows to evaluate geological risk in exploration more objectively. Assessment of risks and volumes of expected reserves are carried out within the framework of a single procedure of probabilistic simulation using the Monte Carlo method. The risks related with different parameters of hydrocarbon systems are tied with geological framework. The problem of dependence of parameters, their number, as well as reassessment of risks is solved. Reserve distribution charts allow not only to estimate the range of expected reserves, but also allow to find the probability of the absence of accumulations (the chance of geological failure), and the probability that the expected reserves will be below some limit value (the chance of commercial failure).

REFERENCES

- Feller W. An introduction to probability theory and its applications, V.2. John Wiley & sons. 1968, 667 p.
 Rose P. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. AAPG methods in exploration series, 2001, 164 p.
 Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. Нефтяное Хозяйство, Москва, № 4, 2015, с. 36-41.

**ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY CHALLENGES
IN THE OPERATION OF IN-LAND HYDROCARBON PIPELINES:
THE CASE OF EASTERN PROVINCE OF SAUDI ARABIA**

Aliyev E.M.

*Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,
Oil and Gas Institute, Baku, Azerbaijan: aliyev.emil@ogi.az*

Keywords: *environmental sustainability, in-land hydrocarbon pipelines, significant environmental aspects, environmental technologies, circular economy*

Summary. The main focus of this paper is on the environmental sustainability challenges of in-land hydrocarbon pipelines on the example of Eastern Province of Saudi Arabia. Hydrocarbon pipelines have been known for causing significant environmental damage, in addition to requiring vast amounts of natural resources such as water, land, steel, etc. Therefore, environmentally sustainable operation of pipelines is a concern that requires further research. The paper describes environmental challenges of pipeline operations and provides examples of approaches and technologies that can be successfully utilized to make pipelines more environmentally sustainable. It is concluded that the operation of in-land hydrocarbon pipelines can be made environmentally sustainable. This can be achieved by adopting a systematic framework, focusing limited resources on significant environmental aspects and technologies, integrating circular economy into day-to-day activities, and having strong management support.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The need for increased environmental sustainability of human activities and businesses is being widely recognized both at national and international levels. Depletion of natural resources, increase of waste generation, climate change, rise in the level of greenhouse gas emissions and other phenomena are gradually pushing the mankind and governments around the world to realize that we have only one planet (Connor et al., 2020). Exploration of oil and gas resources can bring prosperity to a country with a long-term energy policy in place, and balanced, responsible behaviour towards environment. Regrettably, the process of environmental pollution occurs at all stages of the oil industry: exploration, production, transportation, storage and refining (Rossa, Dario, 2013). Although use of pipelines has justified itself as being one of the flexible and cost-effective options, pipelines have been notorious for causing major environmental contamination. Furthermore, the operation of in-land hydrocarbon pipelines requires considerable amounts of natural resources such as water, land, steel, etc. (Goodland, 2005; Longo, 2019; Belvederesi et al., 2018). As a result, environmental sustainability of pipelines is a significant concern.

Methods or Theory

The main objective of this paper is to review environmental sustainability challenges of in-land hydrocarbon pipelines. Eastern Province of Saudi Arabia has been selected as a case study due to being a major hub of pipelines' network. Methods consist of reviewing literature for international best practices and using successful examples from field work.

Results and discussion

A. Environmental Sustainability in In-land Pipelines Operations

Pipelines in Saudi Arabia transport millions of barrels of hydrocarbon products per day and are capable of causing serious environmental damage. Unlike plants and refineries which tend to operate within a fence, pipelines extend for hundreds of kilometers deep into remote, desert areas, and run both under- and above-ground. Moreover, because of their remoteness, pipelines may run in areas with no infrastructure (e.g., telecommunications network) to support deployment of surveillance equipment for pipeline monitoring purposes. This feature of pipelines greatly influences the way environmental challenges are controlled.

Common significant environmental aspects for in-land hydrocarbon pipelines include: a) oil spill; b) gas release; c) fugitive emissions; d) flaring and SO₂ emissions; e) consumption of groundwater; f) discharge of wastewater; g) energy consumption; h) generation of hazardous wastes and others. Consequently, environmental impacts would be soil pollution, air pollution, global warming, depletion of natural resources and so on.

It is argued that in-land hydrocarbon pipeline operations can be made environmentally sustainable by applying a systematic approach based on key principles of ISO 14001 standard:

- *Establish Significant Environmental Aspects*: organizations need to identify environmental risks of pipeline operations and build-up the so-called “Environmental Aspects and Impacts Register”. Using a risk ranking methodology, the most significant aspects should be highlighted, and then limited resources should be concentrated on those aspects. This approach is more beneficial than trying to resolve all environmental challenges at once.
- *Set specific and measurable environmental targets and objectives for Operations, Maintenance and Engineering disciplines* (e.g., reduction of flaring, reduction of oil and gas leaks, repair of valves instead of replacement, etc.). The targets and objectives must be approved by management and must be linked to significant environmental aspects.
- *Conduct regular (e.g., quarterly) management environmental reviews* to discuss progress towards achieving environmental targets and objectives.
- *Integrate/embed environmental requirements into operational and engineering procedures*. This is to ensure that work is executed in accordance with such requirements from the very beginning.
- *Deploy intelligent tools and equipment*: focus new technologies and equipment on significant environmental aspects in order to yield maximum benefits.
- *Include environmental sustainability initiatives into the annual budget cycle*: trying to implement environmental initiatives with no planning and budget will produce little value. Instead, such initiatives must be linked to significant environmental aspects and included into the organization’s annual budget cycle. Moreover, the cost should demonstrate potential savings and other benefits to be realized in the long run (e.g., reduced maintenance or operating costs, reduction in the number of environmental infringements, improvement in pollution levels, etc.).

B. Environmental Aspects of Oil Spills

Oil spills are one of the significant environmental aspects in in-land hydrocarbon pipeline operations. Pipeline operators may implement extensive inspection regimes in order to preserve integrity of pipelines, but ruptures and oil leaks still take place. In terms of environmental sustainability, a major issue here is that, over a period of time, hydrocarbon spills (small and major) lead to gradual contamination of land around pipelines. This requires systematic clean-up effort which should also be cost-efficient. While prevention of all oil spills may not be always feasible, pipeline operators may consider investing in mobile sand cleaning technologies, among other solutions. One such technology is a thermal desorption unit which has been used in many industries in North America and Europe for the past several decades.



Direct fired thermal desorption unit

This technology heats contaminated material to a high enough temperature to dry it and vaporize contaminants from it. The technology is trailer-mounted and can be deployed with relative ease to remote desert areas. By utilizing such solutions, contaminated lands around pipelines can be purified gradually and

systematically to the specification required by local legislation. This would lead to improved environmental sustainability of pipeline operations.

C. Fugitive Emissions

Fugitive emissions (e.g., volatile organic compounds) are one of the significant environmental aspects in pipelines, with valves being the most common source. Normally, these emissions are identified and remediated by means of annual Leak Detection and Repair (LDAR) Surveys. However, considering remoteness and geographical spread of pipelines, an annual survey may not always be sufficient for ensuring a long-term environmental sustainability of pipeline operations. It is suggested, therefore, that the annual surveys in pipelines can be supplemented by installation of fixed gas leak detection cameras. The latter has functionality to quantify gas leaks and provide an instant detection and alert to the Operations teams rather than having to wait for the next annual LDAR survey.

A relatively new trend in the industry has been the use of so called “Low-E” or “Low-Emission” valves and packing. The rise of popularity of such valves has been driven by environmental enforcement agencies like the US EPA and strict environmental legislation. A key difference between a Low-E and non-Low-E valve is that the former comes with the warranty from the manufacturer that the valve will not leak above 100 parts per million for five years.

To summarize, by enhancing annual LDAR surveys with installation of fixed gas leak detection systems and gradual deployment of Low-E valves pipeline operators in Saudi Arabia can significantly improve environmental sustainability of their operations.

D. Flaring and SO₂ Emissions

Millions of standard cubic feet of gas are flared annually by pipeline operators. Pipelines operate a high number of valves which require maintenance and replacement. In many instances, a valve replacement would lead to a section of pipeline being emptied of gas to allow the crew to work safely. To ensure longer term benefits and environmental sustainability, piloting and testing new technologies should be given high priority. Two types of technologies can be considered. First, mobile gas evacuation units which capture the gas to be flared and divert it from one pipeline to an adjacent pipeline thereby completely eliminating the flare. Second, mobile degassing units are available to incinerate the flare gas at a high efficiency rate resulting in no smoke and noise pollution as well as elimination of hazardous pollutants. While these types of technologies have been extensively used by the industries in North America and Europe, they have not been fully adopted yet in Saudi Arabia although steps in the right direction are being taken. This, therefore, presents an excellent opportunity for further improving environmental sustainability of pipeline operations.

E. Circular Economy

With the growing volumes of wastes and increased consumption of natural resources, the principle of circular economy has been gaining momentum. The economy is defined as “circular” when it focuses on elimination of wastes by reusing, recycling, and refurbishing equipment, products, and machinery for a longer duration (Vanhamaki, 2021; Corvellec et al., 2021). In this regard, pipeline business, just like many others, can successfully adopt the circular economy approach. Numerous opportunities exist for re-use and recycling of products and materials used in pipeline operations and maintenance activities. By integrating circular economy into day-to-day activities, making pipelines an environmentally sustainable business is an achievable and realistic goal. As part of the circular economy, it is advantageous to conduct life cycle assessments (LCA) on products, materials and services procured for pipelines. Even though these assessments have not become commonplace yet, the awareness about them is currently on the rise. This is partly due to ISO 14001: 2015 (EMS) standard which encourages organizations to adopt a life cycle perspective (Bressanelli et al., 2022).

Conclusion

It is concluded that there are plenty of opportunities to make the operation of in-land hydrocarbon pipelines environmentally sustainable. The means available to pipeline operators range from adopting a systematic approach, deploying technologies and focusing on significant environmental aspects, to integrating circular economy into day to day activities. Carrying out life cycle assessments for various products and materials used in pipelines would further help to identify what exactly can be re-used, recycled or extended for longer life. Also, one should not ignore the value of engaging pipeline workforce and engineers to contribute suggestions on how their operations can become more sustainable. Furthermore, management support will play a crucial role in this whole process since it is the management responsibility to allocate necessary resources, provide strategic direction and inspire their organizations to achieve a more environmentally sustainable mode of operation.

REFERENCES

- Connor R. et al. Water and Climate Change. UNESCO Report, UNESCO. Paris, 2020.
- Goodland R. Social and Environmental Impacts of Pipelines Important Worldwide. *Natural Gas & Electricity*, Wiley Periodicals Inc., 2005, pp. 14-18.
- Tsegai D. et al. Drought in numbers 2022 – Restoration for readiness and resilience. UN Report, UN Convention to Combat Desertification. 2022.
- Johnsen S.O. et al. Safety and security of drones in the oil and gas industry. Proceedings of the 30th European Safety and Reliability Conference and the 15th Probabilistic Safety Assessment and Management Conference. Singapore: Research Publishing, 2020, pp. 1253-1260.
- Vanhamäki S. Implementation of Circular Economy in Regional Strategies. PhD Dissertation, LUT University Press. 2021, 91 p.
- Rocca V., Dario V. Environmental Sustainability of Oil Industry. *American Journal of Environmental Sciences*, Vol. 9(3), 2013, pp. 210-217.
- Corvellec H., Stowell A., Johansson N. Critiques of The Circular Economy. *Journal of Industrial Ecology*, 1-12, Wiley Periodicals LLC. 2021.
- Bressanelli G., Adrodegari F., Pigosso D.C.A., Parida V. Circular Economy in the Digital Age. *Sustainability*, Vol. 14, No. 9, 2022, p. 5565, <https://doi.org/10.3390/su14095565>.
- Longo S. Solutions to Liability Risks from Decommissioned Pipelines. *Pipelines & Gas Journal*, Gulf Publishing. 2019, pp. 56-60.
- Belvederesi C., Thompson M. and Komers P. Statistical Analysis of Environmental Consequences of Hazardous Liquid Pipeline Accidents. *Heliyon*, Vol. 4, No. 11, Elsevier Ltd., 2018, pp. 1-21.

THE ENORMOUS EARTH'S CRUST TENSION AND HYDROCARBON PIPELINE EXPLORATION IN THE SOUTH CAUCASUS – EASTERN MEDITERRANEAN

Eppelbaum L.V.^{1,2}, Katz Yu.I.³, Kadirov F.A.^{4,5} and Ben-Avraham Z.¹

¹Dept. of Geophysics, Faculty of Exact Sciences, Tel Aviv University, Israel

Ramat Aviv 6997801, Tel Aviv: levap@tauex.tau.ac.il

²Azerbaijan State Oil and Industry University, Azerbaijan

20 Azadlig Ave., Baku, AZ1010

³Steinhardt Museum of Natural History & National Research Center,

Faculty of Life Sciences, Tel Aviv University,

Ramat Aviv 6997801, Tel Aviv, Israel

⁴Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,

Institute of Geology and Geophysics, Azerbaijan

119, H.Javid Ave. Baku, Az1143

⁵Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,

Institute of Oil and Gas, Azerbaijan

9, F.Amirov ave., Baku, AZ 1000

Keywords: deep rotating structure, hydrocarbon pipelines, engineering geodynamics

Summary. The latest catastrophic earthquakes in eastern Turkey require their geodynamic understanding. The two most decisive events (with magnitude (M) = 7.8 and 7.5) were observed with an interval of 9 hours on February 06, 2023, followed by a whole series of aftershocks (four with $M \geq 6$, about twenty-five with $M \geq 5$ and above, and more than two hundred with $M \geq 4$). These tragic events led to about 50 thousand deaths and enormous property damage. The above values indicate the colossal tension created in the Earth's crust. Besides the conventional geodynamic parameters, such giant tension can be caused by the influence of the giant mantle quasi-ring counterclockwise rotating structure. The existence of this structure has been detected by 11 independent geological-geophysical factors (residual satellite gravity, GPS, paleomagnetic data, geoid isolines, seismic tomography, paleobiogeographical data, coincidence of the center of the structure with the critical latitude of the Earth, a series of tectonic-structural data, etc.). The position of the western part of the Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline is shown on the Easternmost Mediterranean map of the satellite-derived gravity gradient field accompanied with the essential tectonic parameters. The map of the above and other pipelines of Azerbaijan is combined with the projection of the deep rotating structure on the Earth's surface. The impact of this rotation effect should be considered when laying and operating regional underground oil and gas pipelines.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The region where these strongest earthquakes occurred is located in a tectonically very complex junction zone of four tectonic plates: Eurasian, Arabian, African and Anatolian (e.g., Tatar et al., 2004; Kadirov et al., 2012; Faccenna et al., 2014; Uzel et al., 2015; Eppelbaum et al., 2018). The joint movement of these plates (consisting, in turn, of tectonic elements of different ages) occurs at an average rate of 6-15 mm per year (e.g., Rellinger et al., 2006). However, after two marked powerful shocks on 06.02.2023, the Anatolian plate shifted to the southwest by more than 3 meters at once. Many buildings and engineering constructions were destroyed.

Applied Methods

It was found that the most crucial element of the zone of the junction of the Eurasian and Gondwana platforms is the zone of collision of the Mesozoic terrane belt (MTB) (composed of massifs of thinned

continental and oceanic crust) (Eppelbaum and Katz, 2015) and the Alpine-Himalayan orogenic belt (formed of a highly variegated complex of blocks of continental bark and numerous ophiolites). The most complex section of this junction zone corresponds to the distal protrusion of the MTB, which intrudes into the Alpine-Himalayan belt in the eastern area of wedging out of the tectonically most complex part of the Anatolian plate (Figures 1 and 2). Based on the positions of deep geophysics, two planetary geodynamic zones are developed in this junction zone: the sublatitudinal critical parallel of the Earth 35° (Veronnet, 1912) and the submeridional geoid anomaly belt, where the Ural-African step of the transition from positive to negative geoid anomalies is developed (Eppelbaum et al., 2018). Near the intersection of these two planetary zones, the distal protrusion of the MTB is located.

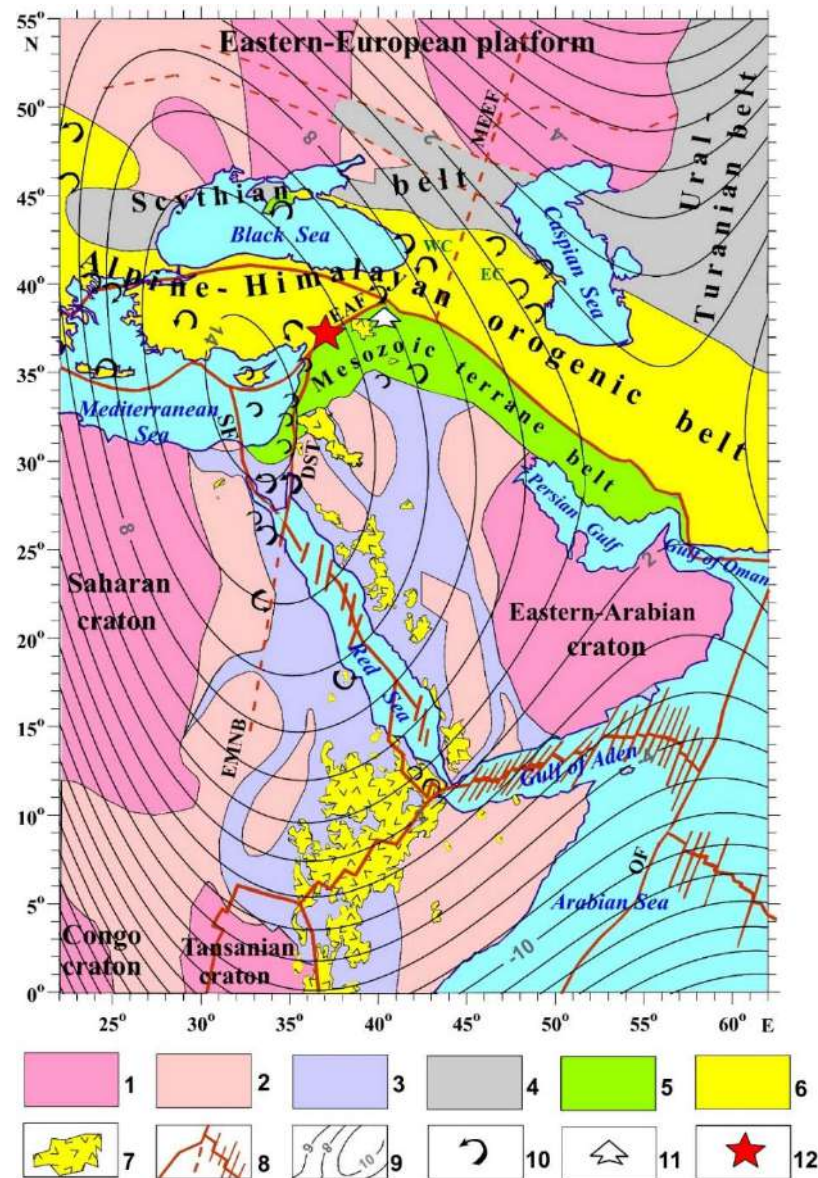


Fig. 1. Tectonic-geophysical scheme of the studied region overlaid on the gravity residual anomaly.

(1) Archean cratons, (2-4) folded belts: (2) Paleo-Middleproterozoic, (3) Neoproterozoic, (4) Late Paleozoic (Herzynian), (5) Mesozoic terrane belt, (6) Alpine-Himalayan orogenic belt, (7) Cenozoic traps of the African-Arabian rift belt, (8) main fault systems, (9) isolines of polynomial obtained regional gravity trend, (10) rotational geodynamic elements derived from paleomagnetic (major) and tectonic (minor) data (after Eppelbaum et al., 2021, with supplements), (11) distal part of the Mesozoic terrane belt, (12) high magnitude seismogenic zone in Eastern Turkey (February 06-07, 2023).

SF, Sinai Fault, DST, Dead Sea Transform, MEEF, Main Eastern European Fault, EMNB, Eastern Mediterranean Nubian Belt, OF, Owen Fault, WC, Western Caucasus, EC, Eastern Caucasus, EAF, Eastern Anatolian Fault

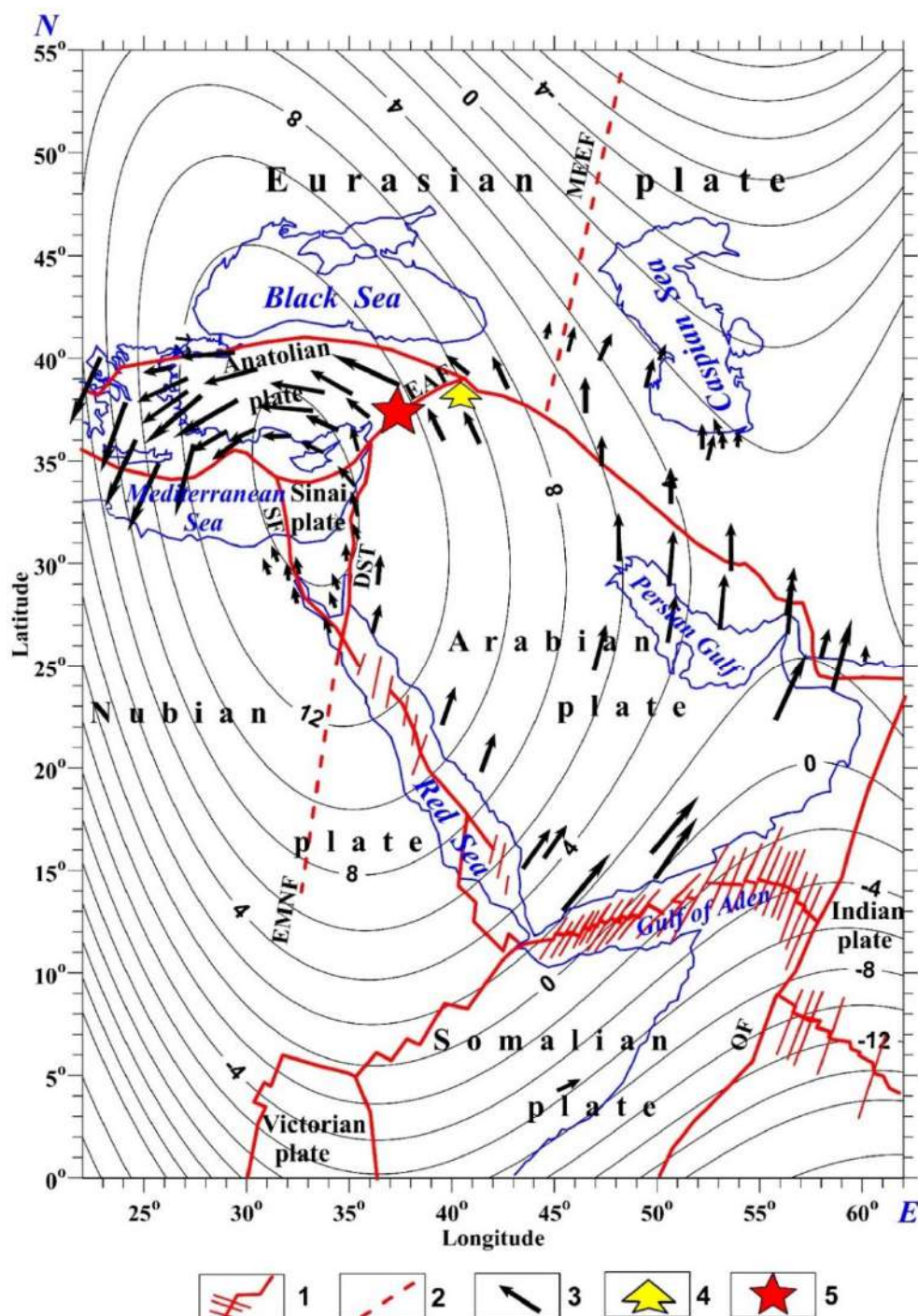


Fig. 2. Integrated scheme of geodynamic indicators distribution of the region under study (overlaid by the residual gravity anomalies) (after Eppelbaum, 2021, modified and supplemented).
 (1) isolines of gravitational trend, (2) main interplate faults, (3) main intraplate faults, (4) vectors of the GPS monitoring (after Reilinger et al., 2006)

The structural analysis describes the most significant features of the Earth's crust's regional deformation with a sublatitudinal Alpine belt and a submeridional Neoproterozoic belt with an arcuate protrusion of the MTB in the zone of their junction. The combination of structural and paleomagnetic data shows (Figure 1) that deep diagonal faults are developed approximately in this zone, near which the rotation of tectonic blocks in the counterclockwise direction dominates in the west, and in the east, in the clockwise direction. The zone of catastrophic earthquakes under consideration is developed west of the arcuate ledge.

In the developed Easternmost Mediterranean satellite-derived gravity gradient map (with the main tectonic elements), the western part of the Baku – Tbilisi – Ceyhan pipeline was countered (Figure 3). It can be seen that the pipeline line passes near several tectonically active areas. At the same time, it is located to the west of the most dangerous area.

Geophysical-geodynamic mapping (Figures 1-2) using tectonic modeling, GPS data analysis (Reilinger et al., 2006), calculation of a residual satellite gravity anomaly (data were taken from the World Gravity DataBase as retracked from different missions, e.g., Sandwell and Smith (2009)) together with the analysis of numerous paleomagnetic (Figure 1), structural-tectonic, petrological, biogeographical and other data only recently made it possible to obtain a reliable explanation of the geodynamic features and history of the development of the region under consideration (Eppelbaum et al., 2020, 2021). A deep mantle structure was revealed, rotating in a counter-clockwise direction. This phenomenon significantly influenced all geodynamic regional processes in this most complex region of the development of spreading and collision processes in the tectonosphere. Figure 1 shows that the most active deformations and geodynamic processes up to the growth of mantle diapirs are developed in the apical part of the deep structure. The Sinai plate with intense seismic activity is also developed here. In the contact zone of the most active faults (Dead Sea Transform and Eastern Anatolian Fault), deep stresses are discharged in the distal part of the northward-moving Arabian lithospheric plate with the deviation of the focal zones of high-magnitude earthquakes to the south-west, in the direction of movement of the blocks counterclockwise (Figure 1). Therefore, the Anatolian plate was shifted in this direction towards the Mediterranean Sea.

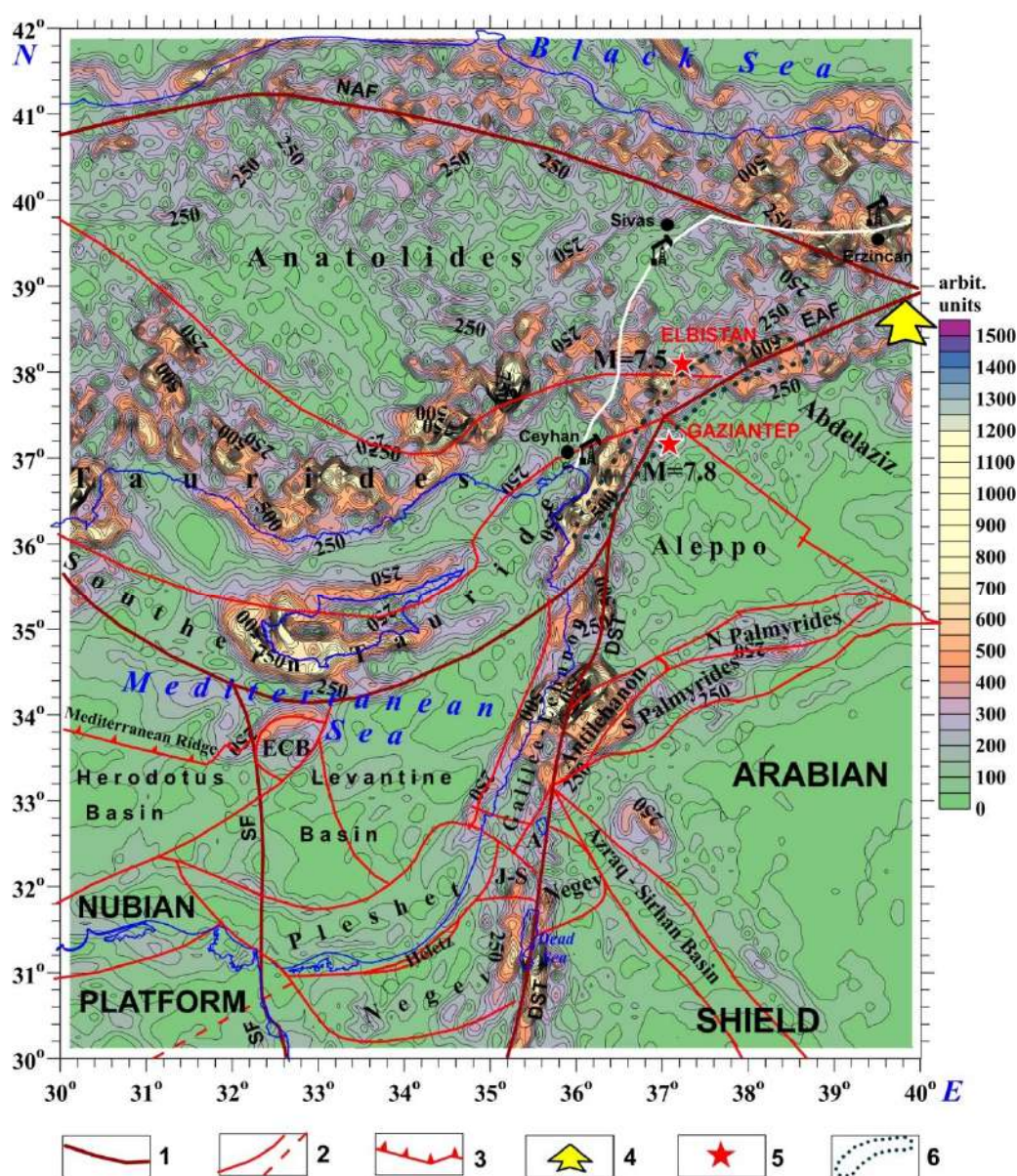


Fig. 3. Satellite-derived gravity gradient map with the main tectonic elements and seismological features in eastern Turkey (1) main fault systems, (2) interplate and intraplate faults, (3) Mediterranean Ridge, (4) distal part of the Mesozoic terrane belt, (5) epicenters of two main catastrophic earthquakes in eastern Turkey, (6) dangerous seismogenic zone (after Hancilar et al., 2023). ECB, Eratosthenes Continental Block, DST, Dead Sea Transform, SF, Sinai Fault, J-S, Judea-Samaria, A, Antilebanon, NAF, Northern Anatolian Fault, EAF, Eastern Anatolian Fault. The western part of the Baku – Tbilisi – Ceyhan pipeline is white-contoured

Figure 4 displays the position of four Azerbaijan pipelines: (1) Baku – Novorossisk, (2) Baku – Supsa, (3) Baku – Tbilisi – Ceyhan, and (4) South gas corridor. It can be observed that the pipeline Baku – Tbilisi – Ceyhan is under the most geodynamic danger. It is necessary to note that the significance of the geodynamic monitoring of hydrocarbon pipelines was underlined earlier in Alizadeh et al. (2017).

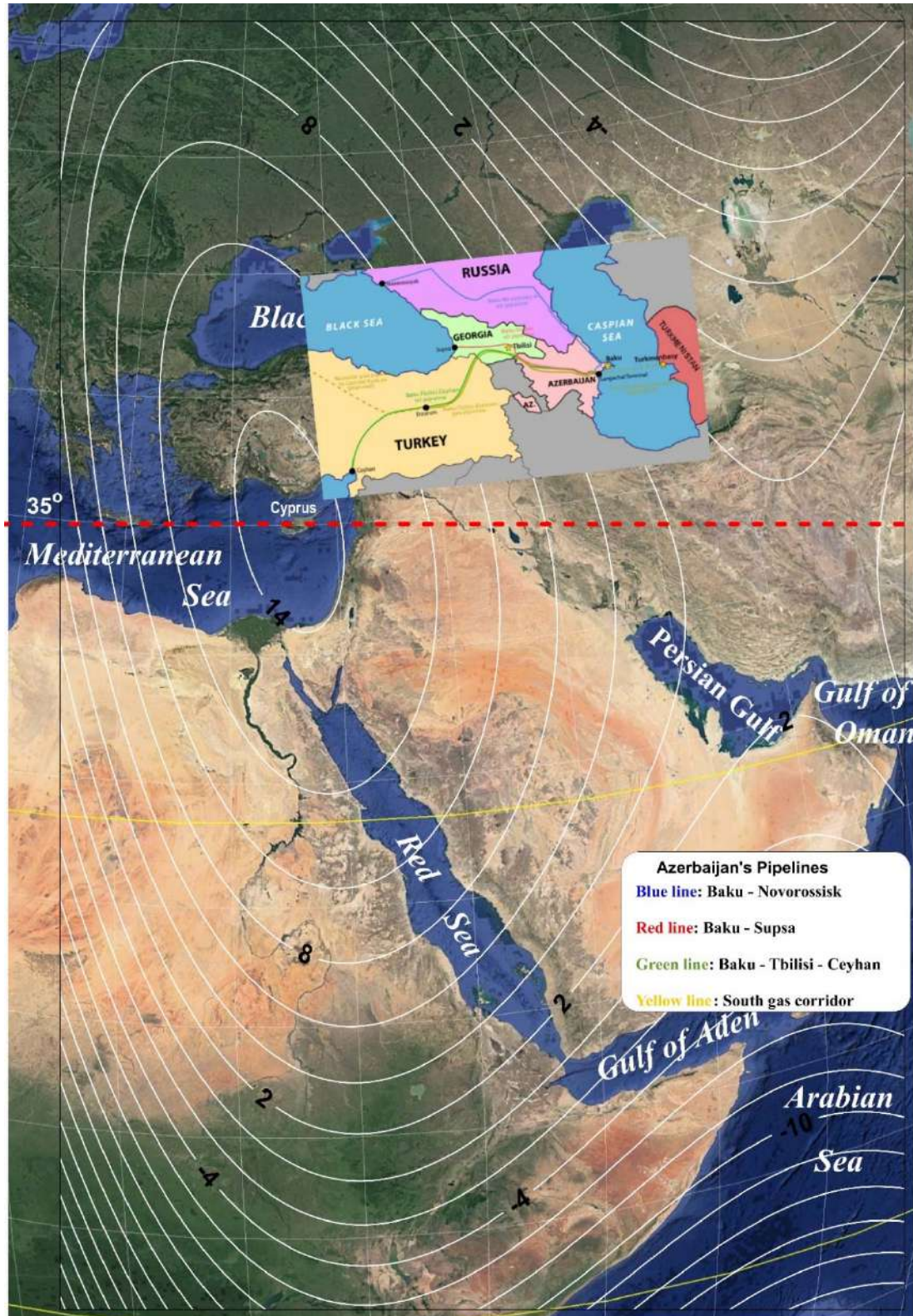


Fig. 4. Correlation between the projection of the deep mantle rotating structure (white lines, after Eppelbaum et al., 2020) and the pipelines of Azerbaijan (https://en.wikipedia.org/wiki/Pipelines_in_Azerbaijan). The background map is obtained from Google Earth

Results and discussion

Thus, the created map (Figure 1) explains the main features of catastrophic earthquakes in eastern Turkey and can serve as a basis for upcoming research in seismological engineering. The data (together with Figures 2-4) can be used for future regional underground pipeline development and monitoring.

Conclusions

The presented data unambiguously indicates the existence of a giant rotating structure that influences all four plates involved in the complex tectonic-geodynamic interaction. Considering this effect, the future projection and exploitation of the underground hydrocarbon pipelines should be realized under the control of multifactor tectonic-geodynamic analysis and engineering geodynamics.

REFERENCES

- Alizadeh A.A., Guliyev I.S., Kadirov F.A., and Eppelbaum L.V. Geosciences in Azerbaijan. Volume II: Economic Minerals and Applied Geophysics. Springer. Heidelberg – N.Y., 2017, 340 p.
- Eppelbaum L.V., Ben-Avraham Z., Katz Y., Cloetingh S. and Kaban M. Combined Multifactor Evidence of a Giant Lower-Mantle Ring Structure Below the Eastern Mediterranean. *Positioning*, Vol. 11, 2020, pp. 11-32.
- Eppelbaum L.V., Ben-Avraham Z., Katz Y., Cloetingh S. and Kaban M. Giant quasi-ring mantle structure in the African-Arabian junction: Results derived from the geological-geophysical data integration. *Geotectonics* (Springer), Vol. 55, No. 1, 2021, pp. 67-93.
- Eppelbaum L.V. and Katz Yu.I. Eastern Mediterranean: Combined geological-geophysical zonation and paleogeodynamics of the Mesozoic and Cenozoic structural-sedimentation stages. *Marine and Petroleum Geol.*, Vol. 65, 2015, pp.198-216.
- Eppelbaum L., Katz Yu., Klokochnik J., Kosteletsky J., Zheludev V. and Ben-Avraham, Z. Tectonic Insights into the Arabian-African Region Inferred from a Comprehensive Examination of Satellite Gravity Big Data. *Global and Planetary Change*, Vol. 171, 2018, pp. 65-87.
- Faccenna C., Becker T.W., Auer L., Billi A., Boschi L., Brun J.P., Capitanio F.A., Funicello F., Horváth F., Jolivet L., Piromallo C., Royden L., Rossetti F. and Serpelloni E. Mantle dynamics in the Mediterranean. *Review of Geophysics*, Vol. 52, No. 3, 2014, pp. 283-332.
- Hancilar et al. Kahramanmaraş - Gaziantep Türkiye M7.7 Earthquake, 6 February 2023. Strong Ground Motion and Building Damage Estimations. Preliminary Report. Dept. of Earthquake Engineering, Bogazici University, Turkey, 2023.
- Kadirov F., Floyd M., Alizadeh A., Guliev I., Reilinger R., Kuleli S., King R., Toksoz M.N. Kinematics of the eastern Caucasus near Baku, Azerbaijan. *Natural Hazards*, Vol. 63, No.2, 2012, pp. 997-1006.
- Reilinger R. E., McClusky S., Vernant P., Lawrence S., Ergintav S., Cakmak R., Ozener H., Kadirov F., Guliyev I. et al. GPS constraints on continental deformation in the Africa-Arabia-Eurasia continental collision zone and implications for the dynamics of plate interactions. *Jour. of Geophys. Research*, Vol.111, No. B05411, 2006, pp.1-26.
- Sandwell D.T. and Smith W.H.F. Global marine gravity from retracked Geosat and ERS-1 altimetry: ridge segmentation versus spreading rate. *Jour. of Geophys. Research*, Vol. 114, No. B01411, 2009, pp. 1-18.
- Tatar O., Piper J.D.A., Gürsoy H., Heimann A. and Koşbulut F. Neotectonic deformation in the transition zone between the Dead Sea Transform and the East Anatolian Fault Zone, Southern Turkey: a palaeomagnetic study of the Karasu Rift Volcanism. *Tectonophysics*, Vol. 385, No. 1, 2004, pp. 17-43.
- Uzel B., Langereis C.G., Kaymakci N., Sozibilir H., Ozkaymak C. and Ozkaptan M.. Paleomagnetic Evidence for an Inverse Rotation History of Western Anatolia during the Exhumation of Menderes Core Complex. *Earth and Planet. Sci. Lett.*, Vol. 414, 2015, pp. 108-125.
- Véronnet A. Rotation de l'Ellipsoïde Hétérogène et Figure Exacte de la Terre. *J. Math. Pures et Appl.*, Tome 8, Ser. 6, 1912, pp. 331-463.

**ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ
НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА МАСШТАБНОГО
ЭФФЕКТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА
ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Галкин С.В.¹, Гурбанов В.Ш., Колычева Н.Ю.³, Казымов К.П.⁴, Осовецкий Б.М.⁴

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет

²Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,

Институт нефти и газа

³ООО «МИП-Прогноз-РНМ»

⁴Пермский государственный национальный исследовательский университет

**POSSIBILITIES OF INTEGRATED USE OF NON-DESTRUCTIVE TESTING METHODS IN ORDER TO TAKE INTO
ACCOUNT THE SCALE EFFECT WHEN STUDYING THE CAPACITIVE SPACE OF FRACTURED RESERVOIRS**

Galkin S.V.¹, Gurbanov V.Sh.², Kolycheva N.Yu.³, Kazymov K.P.⁴, Osovetskiy B.M.⁴

¹Perm National Research Polytechnic University

²Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Oil and Gas Institute

³ООО «МИП-Прогноз-РНМ»

⁴Perm State University

Keywords: carbonate
reservoirs, core tomography,
electron microscopy,
fracture, heterogeneity

Summary. Clay-carbonate rocks of the Kashiro-Verei age of one of the regions of the Volga-Ural oil and gas region are considered as an object of research. The possibility of studying reservoirs by X-ray tomography of a full-sized and standard core in conjunction with the use of electron microscopy has been scientifically substantiated. As a result of comprehensive studies, lithological types of rocks have been identified that differ in the structure of the capacitive space. The representativeness of various lithotypes in the volume of rocks was quantified based on the data of studies of a full-size core. A joint analysis of the results of standard core tomography and electron microscopy made it possible to examine the structure of the pore space and the development of microfracturing processes at a detailed level. It is concluded that the considered type of development object is characterized by a void space, through which fluid filtration is potentially possible. The conducted studies made it possible to more reliably assess the prospects for the use of enhanced oil recovery methods, primarily hydraulic fracturing technology.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

При исследованиях керна вследствие проявления масштабного эффекта достоверность результатов зависит от геометрического размера изучаемых образцов. Структуру емкостного пространства карбонатных пород можно представить, как систему крупных и мелких пустот. При этом крупные системы (каверны, крупные трещины и очаги крупных пор) сообщаются между собой за счет микротрещин и мелких пустот.

При изучении пустотного пространства кернов различного размера эффективен метод томографии, при котором породы разделяются по их рентгеновской плотности (Mahanta, 2021; Ketova, 2022). Компьютерное моделирование результатов томографического метода выполняется обычно в программном комплексе Avizo Fire (Schmitt, 2016). Детальное изучение пустотного пространства пород на микроуровне позволяет выполнить метод электронной микроскопии, при котором сканируется поверхность керна с фотографированием особенностей микропустотного пространства. Совместное использование томографии и микроскопии позволяет получить комплексное представление о структуре и неоднородности продуктивного пласта.

Метод

Разрешающая способность при томографии полноразмерного керна ($d=100$ мм) составляет порядка 300 мкм, что позволяет выделять участки различных типов пустотности, локализации каверн, литологические неоднородности, а также крупные трещины. Томография стандартных петрофизических образцов ($d=30$ мм) позволяет изучать структурно-морфологические признаки, геометрию пустотного пространства с учетом влияния микронеоднородностей и слоистости керна. Разрешающая способность при этом составляет порядка 40 мкм (Yang, 2020).

Сканирование поверхности образцов при микроскопии позволяет работать при увеличениях до 30000 крат, что соответствует разрешающей способности 0.1 мкм. Метод позволяет визуализировать как структуру гранул породы, так и проявление микро- и нано- трещиноватости. Таким образом, методы рентгеновской томографии и микроскопии позволяют рассматривать геологические объекты на различном структурном уровне.

В качестве объекта исследований рассмотрены глинисто-карбонатные породы каширо-верейского возраста одного из месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного региона. Продуктивные пласты характеризуется высокой степенью неоднородности, нефтеносные интервалы представлены известняками с различным диапазоном фильтрационно-емкостных свойств. Согласно исследованиям керна в геологическом разрезе выделено 4 литотипа. Литотип 1 представлен безглинистыми известняками с пористостью более 20%. Интервалы литотипа 2 представлены чередованием по 2-10 см пористых и плотных разностей пород. Интервалы литотипов 1 и 2 интерпретируются при подсчете запасов как нефтенасыщенные коллекторы. Литотип 3 характеризуется неоднородностью, которая имеет зональный характер. Литотип 4 представлен уплотненными заглинизированными известняками и не содержит нефтенасыщенных участков.

Обсуждение результатов

Для количественной оценки неоднородности и емкостных свойств проведены томографические исследования полноразмерного керна. Для проницаемого литотипа 1 установлено развитие кавернозности. Для литотипа 2 проницаемый объем (76%) преобладает над уплотненным (24%). Для литотипа 3 значительно больший объем (86%) представлен уплотненной породой, меньший – коллектором (14%). Визуализация пустотного пространства на стандартном керне позволила в проницаемой части литотипа 3 выделить участки с микротрещиноватостью, что согласуется с установленной слабой трещиноватостью по данным гидродинамических исследований скважин (Martyushev, 2019).

На рисунке 1 приведено картирование пустотного пространства пород по данным рентгеновской томографии. Основой для построения карт являлось определение размеров пустот в полигонах небольшого размера с последующим расчетом осредненных значений раскрытости на площади сечения. Количество пустот отображено в развернутом цветовом диапазоне: наиболее крупные – оранжевые, желтые цвета, мелкие – синие, фиолетовые. В целом проведенное картирование показывает значительное отличие в структуре порового пространства литотипа 1 от литотипов 2 и 3. Примечательно, что в литотипе 4, интервалы которого по данным каротажа рассматриваются как абсолютно плотные породы, также установлена зона с относительно крупными пустотами.

В таблице представлена информация о структуре размеров пор в емкостном пространстве для различных литотипов. В целом анализ показывает заметное увеличение относительного количества крупных пустот в литотипе 1 по сравнению с литотипами 2 и 3. Причем, даже в литотипе 4, для которого нефтеносность не установлена, присутствуют, хоть и в небольшом количестве, поры относительно крупного размера.

При изучении различий пустотного пространства литотипов на микроструктурном уровне методом электронной микроскопии анализировались участки поверхности пород. Результаты электронно-микроскопических снимков приведены на рисунке 2.

Анализ результатов микроскопии показывает, что литотип 1 представлен округлыми биоморфозами фораминифер размером до 1-2 мм. Для литотипа 1 сеть микротрещин развита в целом слабо, трещины имеют небольшую протяженность. Для проницаемой части литотипа 2 на микроскопических снимках видно, что пустотное пространство частично заполняется глинистым и новообразованным карбонатным веществом, при этом прослеживается развитие коротких микротрещин. Для литотипа 3 основу матричного вещества составляют биоморфозы по водорослям, которые представлены вытянутыми жгутиками цилиндрической формы (диаметр около 10 мкм). В проницаемом объеме присутствуют микрокаверны диаметром до 0.5 мм. Литотип 4 на микроуровне состоит из пластинчатых кристаллов кальцита, которые на отдельных участках замещаются крупными разностями размером до 5 мкм. Для литотипа 4 выявлены

микротрещины, межслоевые щели, а также в незначительном объеме межзерновая пористость. В целом можно сделать вывод, что каширо-верейская толща характеризуется пустотным пространством, по которому потенциально возможна фильтрация флюидов.

Выводы

Предлагаемый комплекс методов визуализации пустотного пространства для каширо-верейской нефтеносной толщи позволил количественно установить объемы пород, представленных различными литологическими разностями. Совместный анализ результатов томографии стандартного керна и электронной микроскопии позволил на детальном уровне визуализировать как структуру порового пространства, так и развитие микротрещиноватости. Понимание структуры трещиноватости нефтяного объекта, в том числе, позволяет более объективно оценить перспективы применения методов повышения нефтеотдачи, прежде всего технологии гидроразрыва пласта.

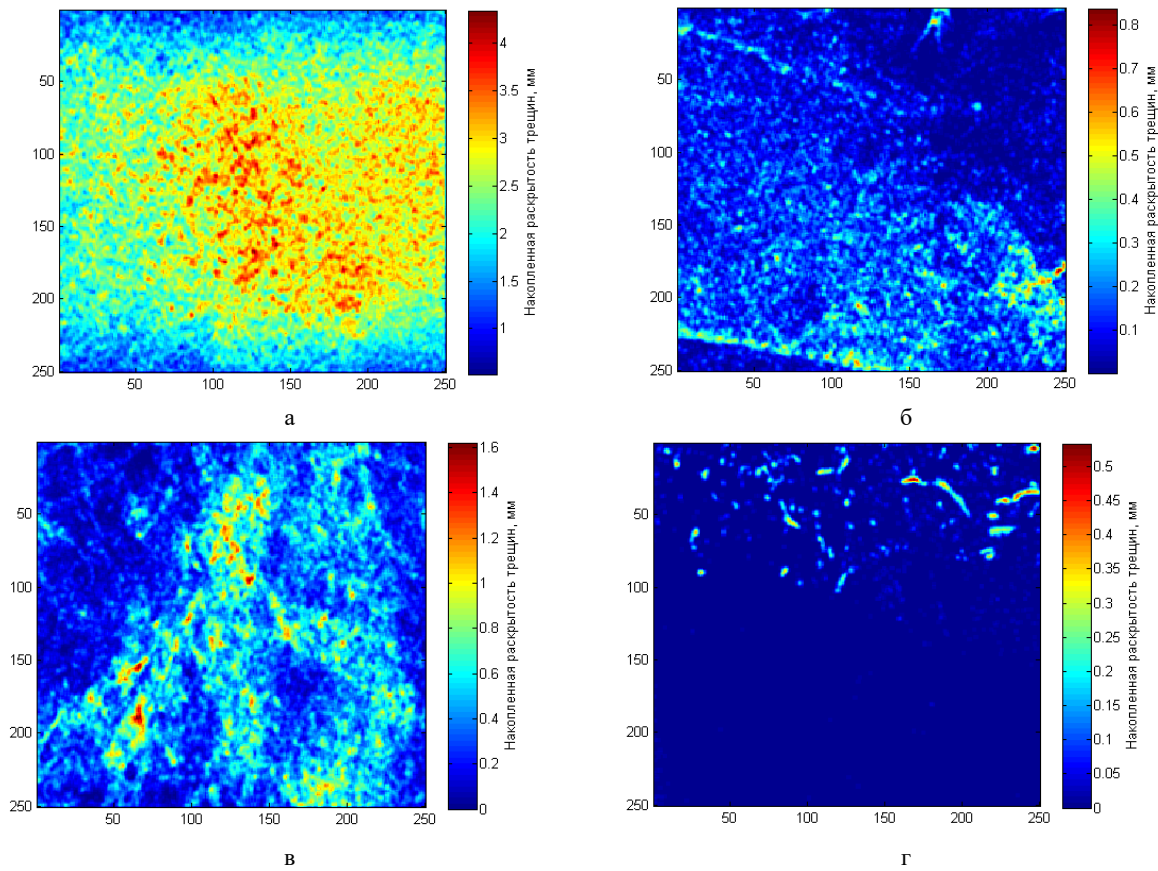


Рис. 1. Карты пустотности для литотипов 1 (а), 2 (б) и 3 (в) и 4 (г)

тип пород	размер пустотности, мкм								
	40-69	69-92	92-116	116-139	139-162	162-185	185-208	208-231	>231
	доля пустотности различных размеров, %								
литотип 1	22,8	13,9	25,7	12,0	12,8	5,6	4,1	1,6	1,5
литотип 2	49,3	14,4	23,8	5,6	4,7	1,2	0,7	0,2	0,1
литотип 3	50,4	15,9	20,6	5,4	4,5	1,4	0,9	0,4	0,5
литотип 4	39,0	11,5	14,4	7,4	9,6	5,2	5,6	3,1	4,2

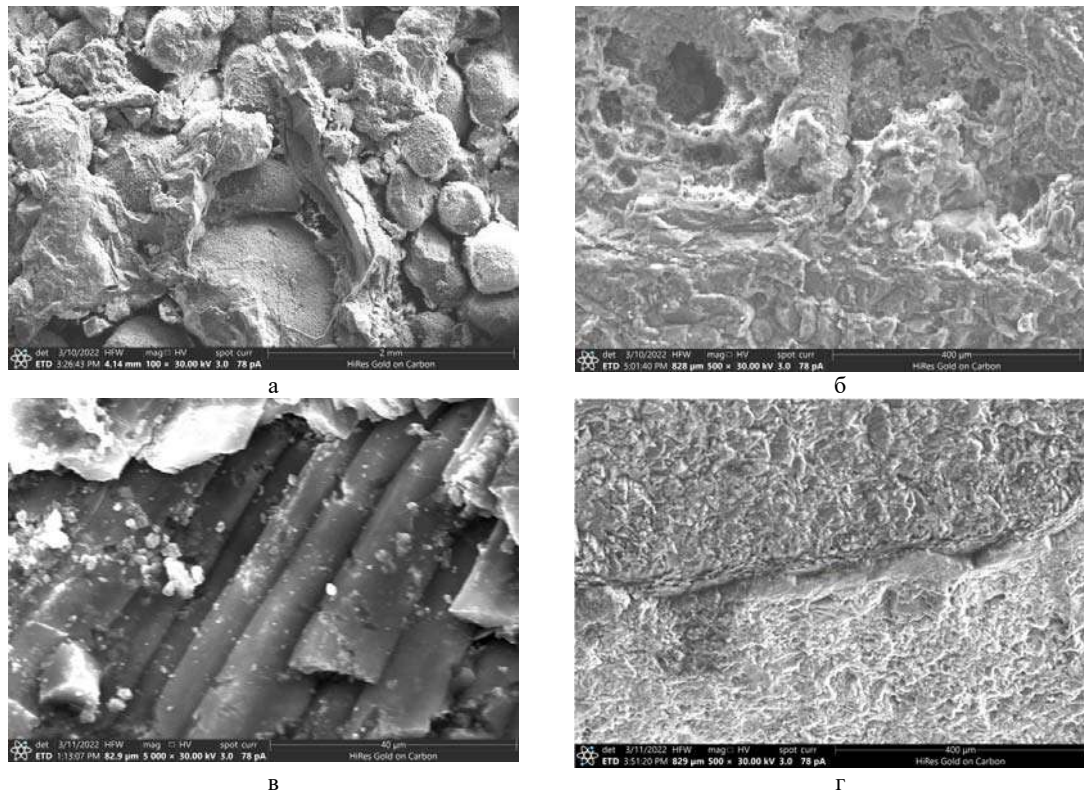


Рис. 2. Микрофотографии поверхности образцов для литотипов 1 (а), 2 (б) и 3 (в) и 4 (г)

Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

REFERENCES

- Mahanta B., Vishal V., Ranjith P.G., Singh T.N. An insight into pore-network models of high-temperature heat-treated sandstones using computed tomography. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 77, 2020, 103227.
- Ketova Yu., Galkin S., Kolychev I. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 2021, 107998.
- Schmitt M., Halisch M., Müller C., Fernandes C.P. Classification and quantification of pore shapes in sandstone reservoir rocks. *Solid Earth*, Vol. 7, 2016, pp. 285-300.
- Yang S.-Q., Yang Z., Jing H.-W., Xu T. Fracture evolution mechanism of hollow sandstone under conventional triaxial compression by X-ray micro-CT observations and three-dimensional numerical simulations. *International Journal of Solids and Structures*, Vol. 190, 2020, pp.156-180.
- 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(6), 2019, pp. 573-581.

ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА МАСШТАБНОГО ЭФФЕКТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Галкин С.В.¹, Гурбанов В.Ш. , Кольчева Н.Ю.³, Казымов К.П.⁴, Осовецкий Б.М.⁴

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет

²Министерство науки и образования Азербайджанской Республики, Институт нефти и газа

³ООО «МИП-Прогноз-РНМ»

⁴Пермский государственный национальный исследовательский университет

Резюме. В качестве объекта исследований рассмотрены глинисто-карбонатные породы каширо-верейского возраста одного из районов Волго-Уральского нефтегазоносного региона. Научно обоснованы возможности изучения коллекторов мето-

дами рентгеновской томографии полноразмерного и стандартного керна в совокупности с применением электронной микроскопии. В результате комплексных исследований выделены литологические типы пород, различающиеся структурой емкостного пространства. По данным исследований полноразмерного керна количественно оценена представительность различных литотипов в объеме пород. Совместный анализ результатов томографии стандартного керна и электронной микроскопии позволил на детальном уровне рассмотреть структуру порового пространства и развитие процессов микротрещиноватости. Сделаны выводы, что рассмотренный тип объекта разработки характеризуется пустотным пространством, по которому потенциально возможна фильтрация флюидов. Проведенные исследования позволили более достоверно оценить перспективы применения методов повышения нефтеотдачи, прежде всего технологии гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, томография керна, электронная микроскопия, трещина, неоднородность

STUDY OF THE HEAT-MASS TRANSFER PROCESS CONSIDERING THE WELL-RESERVOIR SYSTEM IN FRACTURED RESERVOIRS

Jalalov G.¹, Rasulov M.¹, Sinsoysal B.²

¹Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas, Department of Numerical Modeling of Intralayer Dynamic Processes, Baku, Azerbaijan: mresulov@gmail.com

²Istanbul Gedik University, Faculty of Engineering, Department of Computer Engineering 34876, Kartal, Istanbul, Turkey: bahaddin.sinsoysal@gedik.edu.tr

Keywords: mass-heat transfer, deformable collector, well-reservoir system, Joule-Thomson coefficient

Summary. The theoretical study of oil field development processes and the creation of adequate technological schemes, taking into account the possible compound physical processes occurring in the field to ensure optimal exploitation of deposits, highlight the necessity of a complex scientific approach. Besides the geological-geophysical data required for the creation of technological schemes, obtaining the physical data of the deposit is one of the important factors. Obviously, much of these data come from wells drilled into the reservoir. The most important aspect of these studies is the investigation of the mass exchange and phase transition mechanisms of hydrocarbons, taking into account the pressure and temperature changes in the reservoir and the well during liquid filtration. In this paper, the effect of pressure and temperature changes during the processing of hydrocarbon deposits on exploitation indicators is examined by considering the well-reservoir system.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Assumed that a circular oil layer with a deformation radius r_k and a height H is exploited by means of a central well with a production rate Q of a radius r_c . It is assumed that the reservoir temperature T_k , the contour and the well bottom pressure p_c and p_k change by the law $\bar{k}(p) = a_k[1 + \alpha_k(p - p_s)]$, which is bed permeability (Jalalov et al., 2018). Here, α_k and a_k are positive constants determined from field or laboratory data.

The hydrodynamic model of the considered problem is taken into account within the following physical assumptions:

- The well is complete according to its opening degree and character,
- Oil filtration obeys Darcy's law and it is non-isothermal,
- The pressure at the bed boundary is constant,
- The initial natural distribution of temperature along the layer is stable,
- The temperature of the fluid and porous medium are the same at any point in the layer,
- Heat transfer in the radial direction of the layer is negligible compared to the convective heat transfer,
- Influence of temperature changes in layer is not taken into account when determining the parameters of the porous medium and fluid,
- The variation of the permeability parameter of the layer based on the deformation of the collector is expressed by a well-known empirical formula.

Taking into account the transition from the radial region to the rectangular region, the dimensionless dynamic distributions of pressure and temperature functions of the reservoir and well are described as the following system of equations within the appropriate initial and boundary conditions (Abasov et al., 1993; Cherkalyuk, 1965; Karachinsky, 1975).

$$\frac{\partial \bar{p}_2}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial x} \left(x \frac{\bar{k}(\bar{p})}{\bar{\mu}} \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial x} \right), x_c \leq x \leq x_s, \tau > 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \bar{T}_2}{\partial \tau} = A \frac{\bar{k}(\bar{p})}{\mu} x \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial x} \left(\frac{\partial \bar{T}_2}{\partial x} + B \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial x} \right) + D \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial t}, x_c \leq x \leq x_s, \tau > 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial \bar{T}_1}{\partial \tau} + \bar{v} \left(A_1 \frac{\partial \bar{T}_1}{\partial \bar{z}} + \varepsilon B_1 \frac{\partial \bar{P}_1}{L \partial \bar{z}} + v_0 \frac{g}{c_f} \right) =$$

$$D_1 \left[\frac{\alpha}{c_f} - \gamma E_1 \bar{w} \rho_f \right] \left(\bar{T}_2|_{r=r_0} - \bar{T}_1 \right), 0 \leq \bar{z} \leq 1, \quad (3)$$

$$\frac{-\partial \bar{P}_1}{\partial \bar{z}} = \rho_f E_1 \frac{\partial (\bar{v}^2)}{\partial \bar{z}} + Q_1 \frac{\psi}{4 \bar{r}_c} \rho_f \bar{v}^2 + \rho_f g, 0 < \bar{z} \leq 1, \quad (4)$$

$$\frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{z}} - \gamma C_1 F_1 K(\bar{p}) \frac{\partial \bar{P}_2}{\partial x} \Big|_{x=x_c} = 0, \quad (5)$$

$$\bar{p}_2(x, 0) = 1, x_c \leq x \leq x_s, \quad (6)$$

$$\frac{4\pi \bar{k}(\bar{p})}{\bar{\mu}} \left(x \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial x} \right) \Big|_{x=x_c} = \left(Q + C \frac{\partial \bar{p}_2}{\partial t} \right) \Big|_{x=x_c}, \quad (7)$$

$$\bar{p}_2(x_k, t) = p_s, \tau > 0, \quad (8)$$

$$\bar{T}_2(x, 0) = T_s, T_s = 1, \quad (9)$$

$$\bar{T}_2(x_k, 0) = T_s, \quad (10)$$

$$\bar{T}_1(z, 0) = 1 + \frac{G}{T_0} (L_{pr} - z), 0 < \bar{z} \leq 1, \quad (11)$$

$$\bar{P}_1(z, 0) = \bar{P}_2(r_c, t) + \frac{\rho_f g L_1}{p_0}, \quad (12)$$

$$\bar{T}_1(0, t) = 1_0 + \frac{\sigma L_{pr}}{T_0}, \quad (13)$$

$$\bar{v}(z, 0) = 0. \quad (14)$$

Here, $x_c = \frac{r_0^2}{4} \cdot x_s = \frac{r_s^2}{4}$, p_2, p_1, T_2 and T_1 represent pressure and temperature functions in the reservoir and well, respectively, β – elastic capacity coefficient of the reservoir $\left[\frac{1}{MPa} \right]$, k – permeability coefficient $[mkm^2]$, μ – dynamic viscosity $[MPa * sec]$, r_c – radius of the well $[m]$, r_k – radius of the layer $[m]$, t – time variable $[day]$, C_{pl} – volumetric heat capacity of the reservoir $\left[\frac{Djoul}{m^3 * K} \right]$, C_{sr} – specific heat capacity of the rock $\left[\frac{Djoul}{kg * K} \right]$, C_f – specific heat capacity of the fluid $\left[\frac{Djoul}{kg * K} \right]$, ρ_f – density $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$, m – porosity, ε – Joule-Thomson coefficient $\left[\frac{K}{MPa} \right]$, η – coefficient of adiabatic expansion $\left[\frac{K}{MPa} \right]$, p_k – reservoir pressure $[MPa]$, T_k – reservoir temperature $[K]$, H – reservoir thickness $[m]$, Q – well debit $\left[\frac{m^3}{sec} \right]$, C – borehole influence coefficient $\left[\frac{m^3}{MPa} \right]$, P_1 – well pressure $[MPa]$, T_1 – well temperature K° , v – fluid velocity in the well $\left[\frac{m}{sec} \right]$, ψ – coefficient of hydraulic resistance, L – length of the wellbore $[m]$, α – thermal conductivity of the wellbore $\frac{KKal}{l^2 \cdot T \cdot c^0}$, γ – specific gravity of the fluid, w – fluid percolation rate in the reservoir $\left[\frac{m}{sec} \right]$, g – free-fall acceleration $\left[\frac{m}{sec^2} \right]$, t_{exp} – working life of the well $[day]$, G – geothermal gradient $\left[\frac{K}{M} \right]$, L_1 and L_2 show the coordinates of the formation bottom, ceiling and the device placed in the well $[M]$.

The Finite Differences Method

As is seen, the equations constituting the problem (1)-(14) belong to the mixed type, i.e. parabolic according to the function $p_2(x, t)$, and hyperbolic according to the functions $T_2(x, t)$ and $T_1(x, t)$. Moreover, the equations are non-linear.

It is clear that the pressure change in the oil layer is caused only by the well, which in turn leads to the temperature change in the layer. According to the principle of causality, an excitation moving from one point to another must pass through all points between these two points. That is, the temperature wave generated by the pressure difference $\Delta p = p_s - p_c$ (Joule-Thomson effect) propagates at a finite speed to a finite distance in a finite time and thus causes the temperature wave to propagate at a finite speed. In the literature, homogeneous schemes are applied, which do not take into account the properties that arise in the solution of the problem and discretize the problem with finite differences (Aziz, Settary, 1982). Methods devoted to application of more sensitive schemes in problems with phase transition processes between phases are widely available in the literature (Rasulov, 2011; Le Veque, 2002). The classical finite difference method was mainly used to solve the posed problem.

Now, we establish the following grids on the intervals $[x_c, x_s]$ and $[0,1]$

$$\begin{aligned} \omega_{h_x, \tau} &= \{x_j = x_c + jh_x, j = 0, 1, \dots, n; \tau_k = kh_\tau, k = 0, 1, 2, \dots\}, \\ \omega_{h_z, \tau} &= \{z_\nu = 0 + \nu h_z, \nu = 0, 1, \dots, m; \tau_k = kh_\tau, k = 0, 1, 2, \dots\}. \end{aligned}$$

We decompose the finite difference scheme corresponding to problems (1)-(14) into finite differences equations in two cases.

a) The Case of $C = 0$

Firstly, we write the system of equations expressing the layer process in the $\omega_{h_x, \tau}$ grid under the appropriate conditions as follows

$$\frac{P_{j,k+1}^{(2)} - P_{j,k}^{(2)}}{h_\tau} = \frac{1}{h_x} \left[R_{j+\frac{1}{2}}(x) K_{j+\frac{1}{2}} \left(\frac{P_{j+1,k}^{(2)} - P_{j,k}^{(2)}}{h_x} \right) - R_{j-\frac{1}{2}}(x) K_{j-\frac{1}{2}} \left(\frac{P_{j,k}^{(2)} - P_{j-1,k}^{(2)}}{h_x} \right) \right] \tag{15}$$

$$(j = 1, 2, \dots, n - 1, k = 0, 1, 2, \dots),$$

$$P_{j,0}^{(2)} = 1, (j = 0, 1, 2, \dots, n), \tag{16}$$

$$P_{1,k}^{(2)} = P_{0,k}^{(2)} + \frac{h_x \bar{\mu}}{4\pi x_c \bar{k}(\bar{p})} Q, \tag{17}$$

$$P_{n,k}^{(2)} = \bar{p}_s, (k = 0, 1, 2, \dots), \tag{18}$$

$$\begin{aligned} \frac{T_{j,k+1}^{(2)} - T_{j,k}^{(2)}}{h_\tau} &= Ax_i \frac{\bar{k}(P_{j,k})}{\bar{\mu}} \frac{1}{h_x} \left(\frac{T_{j+1,k}^{(2)} - T_{j,k}^{(2)}}{h_x} + B \frac{P_{j+1,k+1}^{(2)} - P_{j,k+1}^{(2)}}{h_x} \right) \\ &+ D_f^{i,k} \frac{(P_{j+1,k}^{(2)} - P_{j,k}^{(2)})}{h_\tau}, (j = 1, 2, \dots, n, k = 0, 1, 2, \dots), \end{aligned} \tag{19}$$

$$T_{j,0}^{(2)} = T_s, (j = 0, 1, 2, \dots, n), \tag{20}$$

and then following difference scheme describing the motion in the wellbore as its finite difference equivalent at any node $(z | |\nu, \tau_k)$ of the grid $\omega_{h_z, \tau}$

$$\frac{V_{\nu,k+1} - V_{\nu,k}}{h_z} = \gamma C_1 F_1 k(\bar{p}) \frac{P_{1,k+1}^{(2)} - P_{0,k+1}^{(2)}}{h_x}, \tag{21}$$

$$\frac{P_{\nu,k+1}^{(1)} - P_{\nu-1,k+1}^{(1)}}{h_z} = \rho_f E_1 \frac{V_{\nu,k+1}^2 - V_{\nu-1,k+1}^2}{h_z} + Q_1 \frac{\psi}{4r_c^2} V_{\nu,k+1}^2 + \rho_f g, \tag{22}$$

$$\frac{T_{v,k+1}^{(1)} - T_{v,k}^{(1)}}{h_\tau} + \rho_f V_{v,k+1} \left(A_1 \frac{T_{v,k+1}^{(1)} - T_{v-1,k+1}^{(1)}}{h_\tau} + \frac{P_{v,k+1}^{(1)} - P_{v-1,k+1}^{(1)}}{h_z} + v_0 \frac{g}{C_f} \right) = D_1 \left[\frac{\alpha}{C_f} - \gamma E_1 w \rho_f \right] (T_{0,k+1}^{(2)} - T_{0,k+1}^{(1)}), \quad (23)$$

$$T_{v,0}^{(1)} = 1 + \frac{G}{T_0} (L_{pr} - z_v), 0 < \bar{z} \leq 1, \quad (24)$$

$$P_{v,0}^{(1)} = P_{0,k+1}^{(2)} + \frac{\rho_f g L_1}{p_0}, \quad (25)$$

$$T_{0,k+1}^{(1)} = 1_0 + \frac{\sigma L_{pr}}{T_0}, \quad (26)$$

$$V_{v,0} = 0. \quad (27)$$

Here, $T_{v,k}^{(1)}$, $P_{v,k}^{(1)}$ and $V_{v,k}$ are approximate values of functions $\bar{T}_1(z, t)$, $\bar{P}_1(z, t)$ and $v(z, t)$ at any points (z_v, τ_k) , respectively.

b) The Case of $C = 1$

In this case, the boundary condition (17) is written as

$$P_{0,k+1} = P_{0,k} + \frac{4\pi k(\bar{p})}{\bar{\mu}} x_c \frac{h_t}{h_x} (P_{1,k} - P_{0,k}) - h_t \bar{Q}. \quad (28)$$

Conclusion

Taking into account the thermodynamic effects, a new finite difference method is proposed for finding the numerical solution of the system of nonlinear differential equations characterizing the fluid flow in the reservoir, which is fractured during the development process, under the given conditions. Also, a software package is created that allows to determine the nature of changes in pressure processing indicators.

REFERENCES

Abasov M.T., Azimov E.K., Kuliyeu A.M. Hydrogazodynamic Methods of Studying Beds and Wells Under High Pressure and Temperature Conditions. Azerbaijan State Publishing House. Baku, 1993, 176 p. (in Russian).
 Aziz H., Settari E. Mathematical Modeling of Reservoir Systems, Nedra. Moscow, 1982, 407 c. (in Russian).
 Jalalov G.I., Aliev A.A., Gorshkova B. Modelling and Study of Filtration Process of Deep-lying Oil and Gas Fields. Elm and Takhsil. Baku, 2018, 382 p. (in Russian).
 Chekalyuk E.B. Thermodynamics Oil and Gas of the Deposits. Nedra. Moscow, 1965, 238 p. (in Russian).
 Karachinsky V.E. Methods of Geothermodynamics of Gas and Oil Deposits. Nedra. Moscow, 1975, 168 p. (in Russian).
 Rasulov M.A. Süreksiz Fonksiyonlar Sınıfında Korunum Kuralları. İstanbul: Seçkin Yayınevi, 2011, 344 p. (in Turkish).
 Le Veque R.J. Finite Volume Methods for Hyperbolic Problems. Cambridge University Press. Cambridge, 2002, 558 p.

DIFFERENTIATED SCENARIO-BASED ASSESSMENT OF EARTHQUAKE HAZARD IN THE OIL AND GAS DEPOSIT AREAS OF THE ABSHERON PENINSULA

Babayev G.R., Muradi I.B., Aliyev Y.N., Babayev T.H.

*Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,
Institute of Geology and Geophysics: babayev74@gmail.com*

Keywords: *oilfield, scenario earthquake, seismic hazard, intensity, peak ground acceleration*

Summary. The objective of this research is a differentiated scenario-based seismic hazard assessment of the territories of oil and gas fields on Absheron peninsula through analysis of distribution of peak ground acceleration (PGA) and calculation of site amplification factor. Azerbaijan's hydrocarbon deposits are mainly located in the South Caspian oil and gas basin, as well as on the territory of the Absheron peninsula, where more than 80 oil and gas fields are located. By using probabilistic seismic hazard analysis and clustering of seismic events that occurred in the southern part of the Caspian Sea in 2000, the magnitude of the Caspian Sea (Mw 6.1; 6.2, 25.11.2000) seismic event for the current study as a scenario earthquake was assumed to be 6.3. To plot models of the PGA distribution in the study area, the values of the amplification factor of the site effect were calculated based on the analysis of boring data and lithological materials. Calculated values of PGA according to the macroseismic data of the Caspian earthquake vary within 100-380 gal in the field of Balakhany-Sabunchi-Ramany oil fields, which is one of the first oil fields of the Absheron peninsula and also is the territory of research.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Long-term studies of the geological and geophysical characteristics of the Absheron peninsula show that the peninsula is characterized by complex tectonics, geomorphology, a variety of lithological composition and the rock components. On the Absheron peninsula, Quaternary deposits are widely distributed in the central part of the peninsula and are characterized by the presence of various structural and orographic areas. The Baku oil and gas region is a large region in terms of oil production and reserves on the territory of Azerbaijan. The oil fields of the region are located on the territory of the Absheron peninsula (Surakhany, Balakhany, Sabunchi, Ramany, etc.) and the adjacent water area of the Caspian Sea. The main offshore oil and gas fields are Azeri-Chirag-Gunashli, Shah Deniz, Oil Rocks, Bahar, Sangachal, etc. (Guliyev et al., 2009).

The Absheron peninsula is located in the central part of the Alpine-Himalayan seismic belt and is involved in the dynamics of lithospheric structural units of the Arabian and Eurasian plates. Potential seismic hazard for the Absheron peninsula represent the earthquakes of the North Absheron seismogenic zone, which is caused by the south-eastern continuation of Main Caucasus fault system. The Absheron peninsula was exposed to the hazards of earthquakes from neighboring Shamakhy-Ismayilli and the Caspian Sea focal areas (Babayev, 2003).

Methodology

In this research, Balakhany-Sabunchi-Ramany oil fields, located within the Absheron peninsula, was used as a case study for differentiated scenario-based assessment of earthquake hazard.

For achieving differentiated scenario hazard assessment, we calculated the peak ground acceleration (PGA) and intensity of earthquakes from the 25 November 2000 Caspian scenario earthquake (M=6.3) taking into account the influence of the subsurface soil, which includes both physical (elastic wave velocities, density, attenuation), geometric characteristics of layers (thickness, shape of the boundaries) and site effects (Babayev, Telesca, 2014).

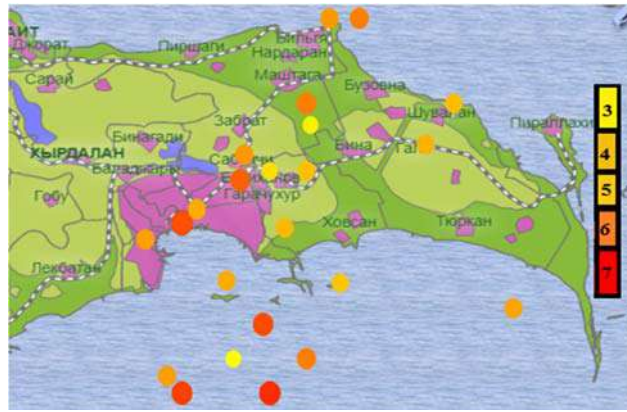


Fig. 1. Distribution map of earthquakes of the Absheron peninsula for 1942-2023 years. Legends represent the magnitude variations

This study consists mainly of S-waves, because S-waves, in most cases, have the most destructive effect. To estimate the values of the maximum amplitudes of seismic waves at the bottom of the soil layer, Aptikaev-Kopnischev formula was used (1):

$$Lg A_p = 0.28 M - 0.8 Lg R (km) + 1.7, \text{ if } A \geq 160 \text{ sm/s}^2 \quad (1)$$

where, A_p – peak ground acceleration (gal);
 M – earthquake magnitude;
 R – hypocentral distance (km)

The amplification factor of the seismic waves through formations were calculated, using the SHAKE software (with values of 0.95 and 1.86). As a result, distribution models of surface peak ground acceleration and seismic intensity, according to the data of the scenario earthquake with an epicentral distance of 35 km and magnitude of $M = 6.3$, was plotted.

Discussion

The plotted differentiated seismic hazard model of the Balakhany-Sabunchi-Ramany oil fields made it possible to present in more detail the degree of seismic hazard by estimating the distribution of peak ground acceleration (PGA) at surface in relation to the shakings at the bottom of the layers (Telesca et al., 2012).

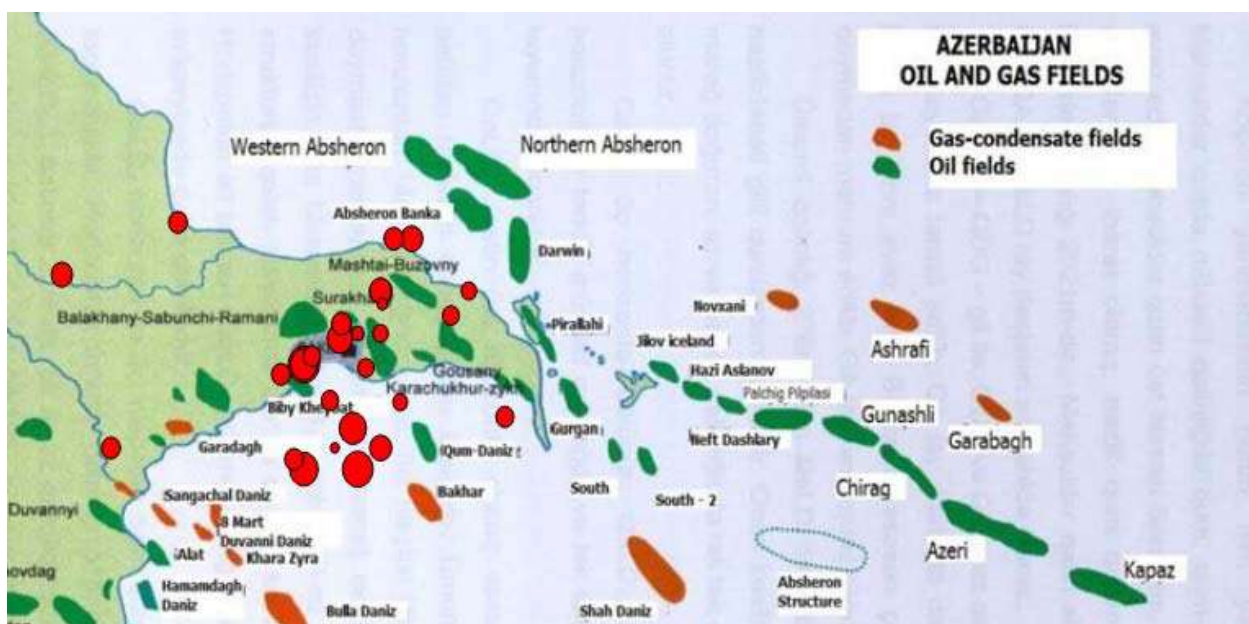


Fig. 2. Map of the distribution of seismic events ($M=4.0-7.0$) on the Absheron peninsula for 1975-2021

Based on the plotted model, it is possible to observe the attenuation of PGA on the territory of the Balakhany-Sabunchi-Ramany oil and gas field, which is associated with a high content of sands, sandy-clay materials directly in the ground of the deposit, sandy loam, loam, which contribute to the attenuation of seismic energy.

Although the PGA does not fully characterize the assessment of ground shakings that does not include the frequency, periods and duration of seismic oscillations, peak ground accelerations are widely used worldwide as the main criterion. Macroseismic intensities also remain a convenient parameter for assessing earthquake damage. The MSK-64 intensity was obtained based on the empirical relationship with surface peak acceleration values.

Conclusion

It was revealed, that as a result of a scenario earthquake (the scenario Caspian earthquake of 2000), most of the oil and gas zones of the Absheron peninsula is characterized by seismic impacts with an intensity of VII, as well as with the identification of VIII-intensity zones. As a result of the Caspian earthquake of 2000, selected in this study as a scenario, considering the influence of ground properties, the surface peak ground acceleration observed in the central parts of the Balakhany-Sabunchi-Ramany deposits reaches up to 240 gal and more (Babayev, Telesca, 2014).

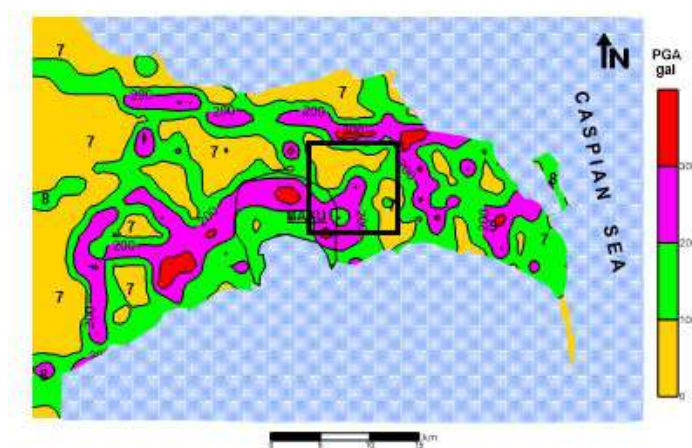


Fig. 3. Distribution map of the values of peak ground acceleration and intensity on the Balakhany-Sabunchi-Ramany field. The research area is highlighted by a square

In calculation of the peak ground acceleration at surface, the geological structure from the upper part of layers to the underlying layers with a loose composition and high plasticity was modeled taking into account the thickness of composition, content and density of layers, the velocity of P- and S-waves. The results show that the main influence on the amplitude of seismic oscillations is exerted by the thickness of a relatively low velocity zone of quaternary sediments that lie on limestones, clays and sandy clays of various thickness. In future, this model of the peak ground acceleration distribution at surface and intensity can be used in studies of the impact of earthquakes with various magnitudes and epicentral distance on the productivity of oil and gas fields.

REFERENCES

- Babayev G., Telesca L. Strong motion scenario of 25th November 2000 earthquake for Absheronpeninsula (Azerbaijan). *Journal of Natural Hazards*, Vol. 73, 2014, pp. 1647-1661.
- Babayev G. Seismic microzoning method by target earthquakes applied to Absheron peninsula. In: *Proceedings of young scientists (aspirants) of National Academy of Sciences of Azerbaijan*, Elm. Baku, 2003, pp. 87-89 (in Russian).
- Guliyev I.S., Fedorov D.L., Kulakov S.I. *Neftegazonosnost Kaspiskogo regiona: Monografiya*. Nafta-Press. Baku, 2009, 409 p. (in Russian).
- Telesca L., Babayev G., Kadirov F. Temporal clustering of the seismicity of the Absheron Prebalkhan region in the Caspian Sea area. *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.*, Vol. 12, 2012, pp. 3279-3285, doi:10.5194/nhess-12-3279-2012.

ABŞERON YARIMADASINDA YERLƏŞƏN NEFT VƏ QAZ EHTİYATI TÜKƏNMİŞ LAYLARDA KARBON QAZININ (CO₂) ATMOSFERDƏN TUTULUB SAXLANMASI ÜÇÜN ANBARIN YARADILMASI

Kərimov F.N., Vəliyev N.A., Bayramova F.Z.

Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyinin Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan:

f_kerimov@mail.ru, nvaliyev@socar.az, fatimabayramova@yahoo.com

CREATING A STORAGE FACILITY FOR CAPTURING AND STORING CARBON DIOXIDE (CO₂) FROM THE ATMOSPHERE IN DEPLETED OIL AND GAS LAYERS LOCATED ON THE ABSHERON PENINSULA

Karimov F.N., Valiyev N.A., Bayramova F.Z.

Ministry of science and education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Geology and Geophysics:

f_kerimov@mail.ru, nvaliyev@socar.az, fatimabayramova@yahoo.com

Keywords: Carbon dioxide, climate change, depleted oil and gas reservoirs, gas capture and storage, gas transportation

Summary. Currently, Azerbaijan produces 5 billion m³ / year of methane (CH₄) natural gas in the CHP production, and as a result, 10 million tons of carbon dioxide (CO₂) is released into the atmosphere. These emissions have a negative effect on climate change. The proposed scientific research work considered prospects for collecting and storing carbon dioxide emitted into the atmosphere and creating a gas storage facility by pumping it into depleted oil and gas reservoirs. On the Absheron Peninsula, many depleted reservoirs in the composition of oil and gas fields are no longer exploited. It is on these seams that the creation of underground gas storages of carbon dioxide is proposed, as well as for further expedient use. Collecting carbon dioxide in the atmosphere will also serve to reduce the impact of global climate change. For this purpose, complex geophysical methods were applied for geological-tectonic characteristics of the study area, geodynamic and stress conditions, specification of the lithological section, identification of tectonic faults, and assessment of tightness. The Zira field is considered as an object of research.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Giriş

Hazırda insanların maddi nemətlər və enerji istehsalında fəallığı planetimizin karbon dövryyəsinə məhvedici təsir göstərir. Karbon qazının atmosferdə miqdarı ilkin (0.028%) normadan dəfələrlə çoxdur. Son illərdə CO₂-nin atmosferdə miqdarı isə 47%-dən çox artmışdır.

İqlim Dəyişmələri üzrə Dövlətlərarası Komissiyanın 2021-ci ildəki qiymətləndirmə hesabatına əsasən son 100-120 il ərzində müşahidə edilən iqlim dəyişmələrinin məhz insanın fəaliyyəti ilə bağlı olduğunu göstərən yeni və əsaslı sübutlar vardır. İnsanın fəaliyyətinin nəticəsi olaraq yaranan istixana effektinin ən birinci səbəbi atmosferə atılan CO₂-dir. CO₂ əsasən sənaye obyektlərinin fəaliyyəti, elektrik enerjisinin əldə edilməsi və digər məqsədlərlə təbii qaz və daş kömür biokütlənin yandırılması zamanı ayrılır. Tədqiqatlar göstərir ki, 1900-2019-cu illər ərzində CO₂-nin konsentrasiyasının atmosferdə artma sürəti son 800-1000 il ərzində olan sürətdən ən azı 10-dəfə yüksəkdir. Birləşmiş Millətlər Təşkilatının İqlim Dəyişmələri üzrə komissiyasının dünyanın 189 ölkəsi tərəfindən qəbul olunmuş konvensiyasının yekun məqsədi atmosferdə olan antropogen mənsəli istixana qazlarının konsentrasiyasının təhlükəsiz səviyyəyə qədər azaldılmasıdır. Bu istiqamətdə planlaşdırılan və keçən əsrin sonlarından başlayaraq geniş tətbiq edilməyə başlanan layihələrdən biri atmosferə atılan CO₂-nin tutulması və yeraltı qaz anbarlarında saxlanmasıdır.

1990-cı illərin sonlarından başlayaraq isə ABŞ, Kanada, Yaponiya, Avropa və Avstraliyada həm dövlət və həm də özəl sektor tərəfindən maliyləşdirilən bir sıra bu tip tədqiqat proqramlarına start verilmişdir.

Metod və / və ya Nəzəriyyə

Azərbaycanda o cümlədən, Abşeron yarımadası ərazisində yerləşən strukturlardan yüz ildən çox bir müddətdir ki, neft və qaz hasil edilir. Laylarda neft və qaz tükəndikcə orada müəyyən boşluqlar yaranır. Bu boşluqların geoloji və texnoloji cəhətdən öyrənilməsi və onlardan karbon qazı saxlamaq məqsədi ilə istifadə edilməsi ekoloji və texniki baxımdan çox sərfəli hesab edilir. CO₂-nin anbarda təhlükəsiz şəkildə saxlanılması və saxlanılma müddəti də önəmli məsələlərdən biridir. Buna görə də uyğun və etibarlı yeraltı qaz anbarının seçilməsi, onun təhlükəsizliyinin təmin edilməsi və hermetikliyin pozulma ehtimalının minimuma endirilməsi məqsədi ilə kompleks geoloji-geofiziki tədqiqatlar aparılmışdır.

Qarşıya qoyulan məqsədə çatmaq üçün qaz anbarlarının seçilməsi, texniki göstəricilərinin müəyyən olunması, hermetikliyinin qiymətləndirilməsi məqsədilə aşağıdakı kompleks geofiziki tədqiqatlar aparılmışdır:

• Elektrik Kəşfiyyatı üsulu

İki mərhələdə aparılıb:

1. Simmetrik (AMNB) Elektrik Profilləmə kəşfiyyatı üsulu – bu üsulla çöl ölçmə işləri iki mərhələdə aparılmışdır.
2. Anomal elektrik müqaviməti aşkar edilmiş sahələrdə Şaquli Elektrik Zondlama (ŞEZ) üsulu ilə çöl işlərinin aparılması. ŞEZ üsulunun tətbiq edilməsində məqsəd anomal elektrik müqavimətinin yerinin təyin edilməsindən ibarətdir.

• Geodezik, Qravimetrik və İnSAR Tədqiqat üsulu

Kosmik və ənənəvi geodeziya üsulu ilə yer səthinin təhlükəli müasir hərəkətləri və deformasiyaları öyrənilmişdir.

• Geotermik Tədqiqat üsulu

Geotermik tədqiqat üsulu kiçik dərinlikli temperatur ölçmələrinin köməyi ilə torpaq qatında istilik keçirmə qabiliyyəti ilə fərqlənən obyektləri və tektonik pozulmaları aşkar etməyə imkan vermişdir.

• Mikrotremor Tədqiqat üsulu

Bu üsul qaz anbarının yerləşəcəyi ərazidə fluid dinamikasını və qeyri-bircinsliyi öyrənmək və mikroseysmik rayonlaşdırma üçün tətbiq edilmişdir.

• Radiometrik Tədqiqat üsulu

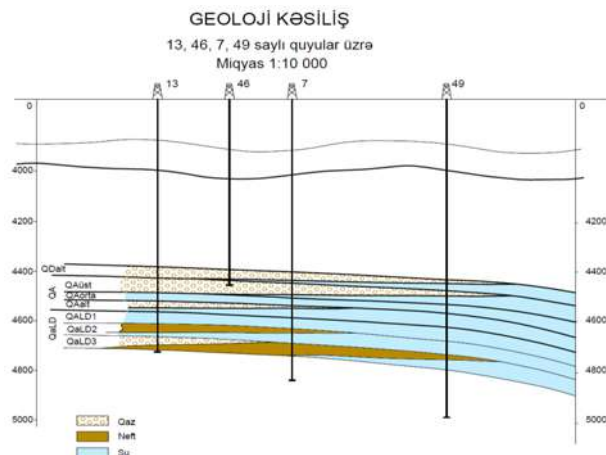
Radiometrik metodun istifadəsi hermetiklik şəraitini qiymətləndirməyə imkan vermiş və çat yerlərini müəyyən etmək üçün istifadə edilmişdir.

Müzakirə

Layihə üzrə yuxarıda göstərilən tədqiqat üsullarından istifadə etməklə çöl ölçmə işləri, tədqiqatlar aparılmışdır.



Şəkil 1. Zira xəritəsi



Şəkil 2. Zira geoloji kəsiliş profili

Sahənin geoloji kəsilişini təşkil edən litoloji tərkiblərin əsasən qum və gilli süxurlardan təşkil olunduğu ilə əlaqədar ayrı-ayrı qatların bölgülərə ayrılmasında çətinliklərin yaranacağını nəzərə alaraq sıxlaşdırılmış ölçü qurğusu hazırlanmış və ölçmə işləri zamanı tətbiq edilmişdir. Qırılmaların, çatların, eləcə də, quyu ağzında və ətrafında mümkün qaz sızmalarının aşkar edilməsi məqsədilə aparılmış radioaktiv və qaz təhlili müşahidələrinə əsasən tədqiqat ərazində radioaktivlik sahəsinin fon qiymətlərinin 25-35 nZv/saat arasında dəyişməsi müəyyən olunmuşdur. Tədqiqat ərazisində mövcud 56 quyu ağzında metan qazının qatılığının təyin

edilməsi üçün aparılmış müşahidələrə əsasən yalnız 32 saylı quyuda qaz sızmasının mövcudluğu aşkar edilmişdir ki, bunun da quyu ağzında mövcud bağlayıcı qurğuda olan texniki nasazlıqla əlaqədar olması güman edilir. Mikrotremor ölçmələri struktur üzərində fundamental tezliyin dəyişən maksimumunun və bu tezliyin maksimal qiymətinin 13-14 Hz ətrafında (P13 və P11 nöqtələr) olduğunu göstərir. Qrunt hərəkətlərinin maksimumunun amplitud güclənməsi isə 8.1-ə bərabərdir (P12 nöqtəsində yerləşir). Ərazinin fundamental tezliyinin və maksimumunun amplitud güclənməsi dəyişmələri ərazinin geologiyası ilə (süxur qalınlıqları və yeraltı sular səviyyəsi nə qədərdir) əlaqələndirilir.

Nəticə

Zirə sahəsində aparılmış geofiziki tədqiqatlar nəticəsində:

– sahənin geoloji kəsilişini təşkil edən litoloji tərkiblərin fərz olunan və xüsusi elektrik müqavimətləri təyin edilmişdir;

– ərazinin geoloji kəsilişində elektrik kəşfiyyatı məlumatlarına əsasən müxtəlif litoloji tərkibə malik olan üç qat ayrılmışdır – bu qatların yer səthində balıqquulağından, onun dabanında yatan qatın gilli qumlardan və üçüncü qatın isə gillərdən təşkil olunduğu ehtimal olunur;

– müəyyən edilmişdir ki, bu litoloji tərkiblərin xüsusi elektrik müqavimətləri yer səthindən dərinliyə doğru azalır, qalınlıqları isə əksinə olaraq artır;

– balıqquulağından, gilli qumlardan və gillərdən təşkil olunmuş qatların qalınlıq və orta xüsusi elektrik müqaviməti sxemlərinə əsasən demək olar ki, sahədə oxu təxminən şimal-şərq cənub-qərb istiqamətinə uyğun antiklinal struktur izlənilir;

– ehtimal olunan bu antiklinal strukturun şarniri boyu onu təşkil edən litoloji tərkiblərin qalınlıqlarının və xüsusi elektrik müqavimətlərinin azalması müşahidə edilir və bu amil çox güman ki, eyni istiqamətdə mikro çatların inkişafı ilə əlaqədardır.

Karbon qazının tutulması, yığılması və laya vurulması texnologiyalarının tətbiqi haqqında dünya təcrübəsi və bu istiqamətdə qabaqcıl şirkətlərin təcrübələri araşdırılmışdır. Tətbiq edilmiş layihələrin Azərbaycan şəraitinə adaptasiya təklifləri işlənmişdir. “Mitsubishi”, “Bellona”, “Sulzer”, “SaskoPower”, “Green Japan” şirkətlərinin texnologiyalarının Azərbaycanda tətbiq edilməsi perspektivliyi məqsədəuyğun hesab edilmişdir.

Şimal ES-dan tutulacaq CO₂-nin Zirə yatağına boru kəməri ilə nəql ediləcəyi marşrutu öyrənilmişdir. Karbon qazının lay vurulması üçün kompressor stansiyasının gözlənilən məhsuldarlığı və gücü haqqında məlumatlar araşdırılmışdır.

CO₂ qazı anbarının hermetikliyini təmin edən meyarlar işlənmişdir:

- Məsaməli kollektor layın daban və tavanın keçirici olmayan gilli laylarla hüdudlanması, geoloji tələnin olması;
- Mövcud quyuların qoruyucu kəmərləri və quyuyüstü avadanlıqların texniki cəhətdən saz olması;
- Strukturun yer səthində neft, qaz və lay suları sızmamalarının olmaması;
- Yaradılacaq anbar layının yer səthindən kifayət qədər (1000÷2000 m) dərinədə yerləşməsi;
- Vurulacaq qazın təzyiqinin layın hidravlik yarıma əmsalının keçməməsini təmin etmək.

Nəticədə 32 və 61 saylı quyularda hermetivlik pozulmuşdur. 9 və 20 saylı quyularda radiaktiv fon yüksəkdir. Çox güman ki, qazma məhlullarının orada toplanması və laydan gələn flüidin səbəbindən orada yüksək radiaktiv fon olmuşdur.

Hesablanmış məsaməli həcmələrinə görə Zirə yatağının laylarında Şimal ES-dan tutulacaq karbon qazının 50 ildən çox müddətdə təhlükəsiz saxlanması mümkün olacaqdır.

Həyata keçirilmiş geoloji, geofiziki və radio-geokimyəvi tədqiqatlar kompleksinin nəticələrinə əsasən, atmosferdən utilizə olunan texnogen CO₂-nin tutulması və təhlükəsiz saxlanması üçün uzun müddət işlənmiş, neft-qazı tükənmiş Zirə yatağının məqsədəuyğunluğu əsaslandırılmışdır ki, bu da Yer kürəsinin əsas ekoloji problemlərindən biri olan qlobal iqlim dəyişmələrinə mənfi təsirin azaldılması həlli üçün ən təsirli metodlardan biridir.

Təkliflər

1. Bu tədqiqat işinin Respublika ərazisində olan neftli-qazlı strukturlarında davam etdirilməsi və yeni qaz tutumlu kollektorların aşkarlanmasına yönəldilməsi təklif olunur.

2. Layihə üzrə tədqiqatın nəticəsi olaraq texnogen karbon qazının atmosferdən tutulub, boru kəməri ilə nəql etdirilərək nefti-qazı tükənmiş laylarda uzun müddət təhlükəsiz saxlanması təklif olunur.

3. 32 və 61 saylı quyuağzı avadanlığın hermetikliyi bərpa edilsin.

4. 9 və 20 saylı quyularda toplanmış radiaktiv qazma məhlulu və qumların yığılıb tullantı mərkəzinə göndərilməsi təmin edilsin və ərazi təmizlənsin.

ƏDƏBİYYAT

- Kərimov F.N., Quliyev F.Ə., Bayramova F.Z., Şıxıyeva L.M. Karbon qazının tutulub saxlanması və onun məqsədyönlü istifadəsi. Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, No. 2, 2021. s. 54-57.
- Kərimov F.N., Quliyev F.Ə., Bayramova F.Z., Şıxıyeva L.M. Azərbaycanda tullantı mənbələrinə yaxın geoloji formasiyaların qaz tutumu imkanlarının öyrənilməsi. Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, No. 6,7, 2021, s. 53-59.
- Kərimov F.N., Quliyev F.Ə., Bayramova F.Z., Namazova M.A., Şıxıyeva L.M. Karbon qazının geoloji formasiyalarda saxlanması üçün onun nəqlinin optimal variantının işlənməsi. Azərbaycan Neft Təsərrüfatı, No. 11, 2021. s. 55-58
- Галин Д.Л. Интерпретация данных инженерной геофизики. «Недра», Москва 109 с.
- Попов Е.А., Тен К.М., Фунтиков Г.Н., Селяков В.И., Глушко С.П. Методические рекомендации по использованию ВЭЗ для детального расчленения разреза при решении геологических и инженерно-геологических задач. Ротапринт Москва, 1990, 52 с.

ABŞERON YARIMADASINDA YERLƏŞƏN NEFT VƏ QAZ EHTİYATI TÜKƏNMİŞ LAYLARDA KARBON QAZININ (CO₂) ATMOSFERDƏN TUTULUB SAXLANMASI ÜÇÜN ANBARIN YARADILMASI

Kərimov F.N., Vəliyev N.A., Bayramova F.Z.

*Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyinin Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan:
f_kerimov@mail.ru, nvaliyev@socar.az, fatimabayramova@yahoo.com*

Xülasə. Hazırda Azərbaycanda istilik elektrik stansiyalarında elektrik enerjisi istehsal etmək üçün hər il 5 mld m³ həcmində təbii metan qazı (CH₄) yandırılır, bunun nəticəsində atmosfərə 10 mln ton karbon qazı (CO₂) atılır. Bu atılmalar qlobal iqlim dəyişmələrinə mənfi təsir göstərir. Təqdim edilən elmi-tədqiqat işində atmosfərə atılan karbon qazının tutulub-yığılması və tükənmiş neft-qaz laylarına vurub təhlükəsiz saxlanması perspektivliyinə baxılmışdır. Azərbaycan ərazisində, xüsusi ilə Abşeron yarımadasında yerləşən neft-qaz yataqlarında bir çox laylar mövcuddur ki, onlarda nefti-qazı tükənmiş və işlənmədə iştirak etmir. Məhz bu laylarda yeraltı karbon qazı anbarı yaratmaq, qazı yığaraq, gələcəkdə məqsədyönlü istiqamətdə istifadə etmək təklif edilir. Karbon qazının atmosferdən yığılması isə bir başa qlobal iqlim dəyişmələrinə mənfi təsirin azalmasına xidmət edəcək. Bu məqsədlə tədqiq ediləcək ərazinin geoloji-tektonik xarakteristikası, geodinamik və gərginlik şəraiti, litoloji kəsilişin dəqiqləşdirilməsi, tektonik pozulmaların müəyyən edilməsi və hermetikliyin qiymətləndirilməsi üçün kompleks geofiziki üsullar tətbiq edilmişdir. Tədqiqat obyektini kimi Zirə yatağı nəzərdə tutulur.

Açar sözlər: Karbon qazı, iqlim dəyişmələri, tükənmiş neft-qaz layları, qaz anbarı, qazın tutulub yığılması nəqli

ЭОЦЕН-МАЙКОПСКАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА СРЕДНЕКУРИНСКОЙ И ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИН

Юсубов Н.П.

Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан,
Институт нефти и газа: nyusubov@gmail.com

EOSEN-MAIKOP HYDROCARBON SYSTEM OF THE MIDDLE KURA AND SOUTH CASPIAN DEPRESSIONS

Yusubov N.P.

Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas: nyusubov@gmail.com

Keywords: terrigenous deposits, mud volcano, fluid migration, anticline, reservoir

Summary. In the Middle Kura depression hydrocarbon deposits and oil and gas formation centers are located in layers composed of Maikop and Eocene terrigenous deposits. Here, the reservoirs formed in coastal-marine conditions are located mainly in the bottom layers of the reservoirs and are replenished with oil and gas due to the in-situ migration of hydrocarbons.

In the South Caspian Basin, oil and gas deposits were formed as a result of the migration of hydrocarbons from the centers of their formation into sedimentary-type traps (lithological-stratigraphic) with the participation of eruptive channels of mud volcanoes. Here, reservoirs of coastal marine origin are located mainly in the wing of anticlinal uplifts, usually in one of them, inextricably linked by mud volcanism.

An analysis of this factual information made it possible to draw a conclusion on the probability of discovering deposits in areas of the South Caucasus that are not covered by mud volcanism. It is assumed that deposits at such objects can be formed as a result of migration from the source of hydrocarbon formation to the lower horizons of the productive strata along fractures. At the same time, the possibility of formation of deposits in the sedimentary layer, in which the center of hydrocarbon formation is concentrated, is predicted.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

На основе антиклинально-гравитационной гипотезы образования залежей углеводородов большинство известных месторождений открыто в Азербайджане. Тем не менее, на малых и средних глубинах обнаружено много месторождений нефти и газа, формирование которых противоречит этой гипотезе. Залежи этих месторождений экранированы зонами ухудшения фильтрационно-ёмкостных свойств (Газанбулаг, Гарадаг, Галмаз, Булла-дениз и др.) коллекторов. В то же время пористость в коллекторе колеблется в широких пределах, иногда достигая 25% и более. Как показали результаты структурных построений (по сейсмическим данным), месторождения располагаются в определённой части антиклинальных поднятий, где крупно- или среднепористые песчаники экранируются водонепроницаемыми мелкопористыми песчаниками или глинами. Результаты исследований ядра и анализ данных каротажа скважин (ГИС) показывают, что эти залежи нефти и газа приурочены к резервуарам, образованным из терригенного материала, приносимого речными системами в прибрежно-морские зоны, иногда переотложенного морскими течениями (Юсубов, Гулиев, 2015; Юсубов и др., 2020).

В месторождениях, открытых в СКВ, залежи углеводородов размещены в нижних отделах майкопских отложений в так называемых Газанбулагских горизонтах (Газанбулаг, Мирбешир, Тер-Тер и др.). Залежи, связанные с эоценовыми отложениями, также размещены в нижних ярусах (иногда центральной части) среднего эоцена (Тарсдалляр, Гюрзундаг и др.). Как показывают сейсмические данные, разломы в их формировании не участвуют. Поэтому можно предположить, что заполнение коллекторов произошло в результате миграции флюидов внутри пласта, в котором образовались углеводороды. Залежи этого типа эксплуатируются на месторождениях Майкоп и Адживелли на территории Шамаха-Гобустанского нефтегазоносного района. Данные каротажа и сейсморазведки свидетельствуют о литолого-стратиграфической природе этих месторождений.

В ЮКВ месторождения приурочены к коллекторам, образовавшимся при выполнении пластов нижнего яруса продуктивной толщи терригенными отложениями. Залежи в них наполнились углеводородами, образованными в майкопских отложениях (материнская порода). Анализ сейсмического волнового поля свидетельствует об участии эруптивных каналов грязевых вулканов в формировании известных на ЮКВ месторождений нефти и газа.

Как вытекает из вышесказанного, в обеих депрессиях основным источником углеводородов являются майкопские отложения, а в СКВ – и эоценовые (Юсубов, Гулиев, 2022).

Методология

Работа выполнена с применением методики комплексной интерпретации данных сейсморазведки методом отражённой волны (МОВ) и каротажа скважин (ГИС). Такой подход к интерпретации геолого-геофизической информации позволил построить концептуальные модели бассейна осадконакопления, изучить литолого-фациальные особенности пластов, а следовательно, условия седиментации углеводородобразующих пород и свойства толщ, содержащих резервуары. Данные сейсморазведки МОВ были использованы в основном для построения каркасных геологических моделей. Кривые каротажа и данные керн использовались для определения фильтрационно-ёмкостных свойств, необходимых для дополнения каркасной модели с целью построения таковых концептуальных. Выполненная работа позволила построить литолого-фациальную модель углеводородобразующего пласта, спрогнозировать зоны, характеризующиеся повышенной пористостью и проницаемостью, определить геологические элементы, обеспечивающие миграцию углеводородов из очагов генерации в резервуары. При этом для проведения фациального анализа использовались характерные признаки сейсморазведочных отражений в межскважинном пространстве – непрерывность прослеживания отражений, флуктуация значений амплитуд, частоты, ширина фазы и др.

Дискуссия

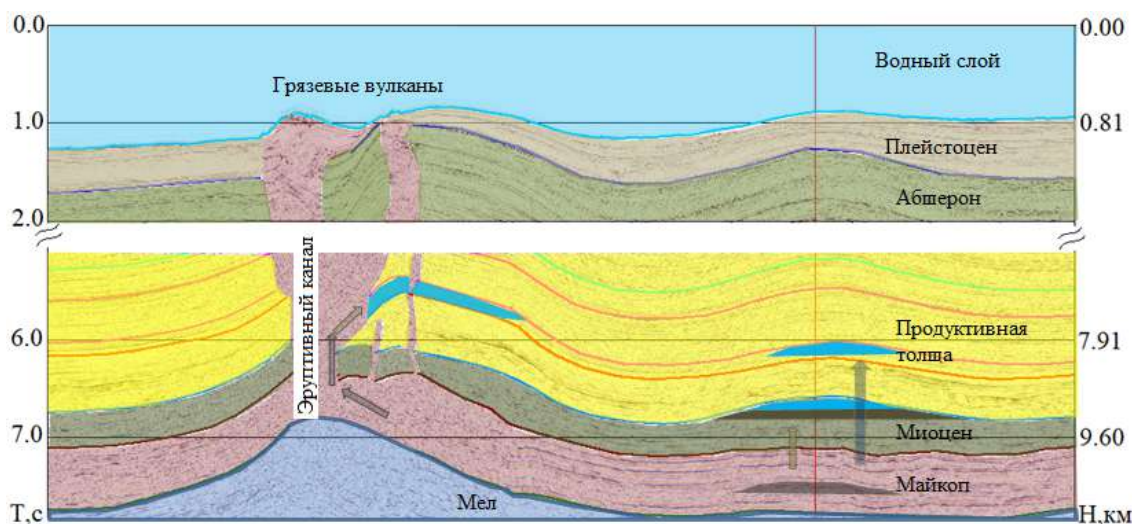
По данным сейсморазведки (перерыв в осадконакоплении и палеорекострукции) и глубокого бурения, в конце мелового периода на территориях Куринской и Южно-Каспийской впадин существовала суша. Морские воды начинали покрывать территорию Куринской впадины с начала палеоцена, когда стали формироваться Куринский, Шамахи-Гобустанский, Абшеронский прогибы. В это время в процесс опускания начала вовлекаться и северо-восточная часть Южно-Каспийской впадины (зона мезозойских выступов). В это время существовала Саатлы-Гейчайская зона поднятий, отделявшая Нижнекуринскую и юго-восточную части Шамахино-Гобустанского прогиба от Среднекуринской депрессии. На этом этапе развития бассейна седиментации палеоценовые отложения содержали 0.16% Сорг, и 0.04% Сорг накапливались в нейтральных и окислительных геохимических условиях (Али-заде и др., 1975) осадконакопления. В то же время эоценовые отложения накапливались в восстановительных (при 0.56% Сорг), слабовосстановительных (при 0.37% Сорг), нейтральных (при 0.30% Сорг) и окислительных (при 0.04% Сорг) геохимических условиях осадконакопления.

Следующий этап развития впадин на фоне продолжающегося поднятия геоантиклиналей Малого и Большого Кавказа создал благоприятные условия для формирования майкопского осадочного бассейна, охватившего в течение олигоцена и отчасти миоцена всю рассматриваемую территорию. На протяжении всей истории накопления олигоценовых отложений Саатлы-Гейчайская зона мезозойских поднятий оставалась сушей. Майкопские отложения формировались в сильно восстановительных (при 1.05% Сорг), восстановительных (при 0.67% Сорг), слабо восстановительных (при 0.50% Сорг) геохимических условиях осадконакопления.

Как показали результаты анализа данных каротажа и сейсморазведки, выполнение бассейна седиментации происходило при пологом рельефе и в прибрежных зонах, на малых морских глубинах (до 40 м). В таких условиях, как правило, распространяются терригенные породы-коллекторы, которые образуют бары, валы и гряды высотой до нескольких метров, расположенные параллельно берегу, пляжные образования. Все это происходит благодаря процессам трансгрессии и регрессии, что в итоге приводит к перемещению береговой линии. В основании трансгрессивных серий часто залегают базальные горизонты, сложенные отсортированными по крупности обломочными зёрнами. Как известно (Буш, 1977; Лидер, 1986), прибрежные фации чрезвычайно благоприятны для обнаружения мощных, относительно выдержанных терригенных коллекторов с высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами. В случае их ограничения непроницаемыми породами они становятся литологическими природными резервуарами для нефти и газа.

Основные выводы

На рисунке представлена схематическая модель формирования залежи с участием грязевого вулкана (слева) и без его участия (справа). Как видно из рисунка, в обоих случаях миграция флюидов начинается из майкопской (отмечены стрелками) нефтематеринской толщи. Эти участки выделены нами по особенностям сейсмической записи. В местах, отмеченных синим и полужёлтым цветом, наблюдается флуктуация в амплитудно-частотной характеристике волнового поля, отражённой от подошвы кровли и внутренней части майкопских отложений. Эти колебания мы интерпретируем как чередования литологических особенностей отложений, что даёт возможность сделать вполне определённый вывод о перспективах глубокозалегающих горизонтов с точки зрения нефтегазоносности.



Схематическая модель формирования месторождений на глубокозалегающих горизонтах с участием (слева) и без участия (справа) грязевого вулканизма

По данным (Али-заде и др., 1975; Ализаде и др., 2018) углеводороды в ЮКВ сформированы в основном нефте-газогенерирующими интервалом майкопского и миоценового комплексов отложений. Здесь основную роль в формировании залежей углеводородов играет грязевой вулканизм (Юсубов, Гулиев, 2022; Гулиев и др., 2020). По результатам настоящей работы в ЮКВ прогнозирована вероятность обнаружения месторождений, сформированных без участия грязевого вулканизма, за счёт внутрипластовой миграции. Предполагается, что залежи на таких объектах могут формироваться в результате миграции из очага образования углеводородов в нижние горизонты продуктивной толщи по трещинам. При этом прогнозируется возможность образования залежей и в осадочном слое, в котором сосредоточен очаг образования углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

- Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев Г.-М.А. и др. Оценка нефтепроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Азербайджана. Элм. Баку, 1975, с.139.
- Ализаде А.А., Гулиев И.С., Мамедов П.З. и др. Продуктивная толща Азербайджана. В 2-х т. ООО «Издательский дом Недр». Москва. Т. 2., 2018, 236 с.
- Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Мир. Москва, 1977, 212 с.
- 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, № 5, 2020, с. 131-138.
- Лидер М.Р. Седиментология (пер. с англ.). Мир. Москва, 1986, 439 с.
- Юсубов Н.П., Гулиев И.С. Литолого-фациальные модели месторождений Гарадаг, 8-Марта, Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Булла-адасы и Булла-дениз, приуроченные к "свите перерыва" по данным ГИС. Азербайджанское нефтяное хозяйство, № 5, 2015, с. 3-8.
- Юсубов Н.П., Гулиев И.С. Грязевой вулканизм и углеводородные системы Южно-Каспийской впадины (по новейшим данным геофизических и геохимических исследований). Элм. Баку, 2022, 168 с.
- Юсубов Н.П., Раджабли Дж.Б., Гулиева У.М. Седиментационные особенности формирования коллекторов и оценка герметичности подземного газохранилища Галмаз. Геофизика Украина, №6, Т.42, 2020, с. 222-229.

ЭОЦЕН-МАЙКОПСКАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА СРЕДНЕКУРИНСКОЙ И ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИН

Юсубов Н.П.

Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан, Институт нефти и газа: nyusubov@gmail.com

Резюме. В Среднекуринской впадине (СКВ) залежи углеводородов и очаги нефтегазообразования расположены в слоях, сложенных майкопскими и эоценовыми терригенными отложениями. Здесь резервуары, сформированные в прибрежно-морских условиях, располагаются преимущественно в подошвенных слоях пластов и пополняются нефтью и газом за счёт внутрипластовой миграции углеводородов.

В Южно-Каспийской впадине (ЮКВ) залежи нефти и газа формировались в результате миграции углеводородов из очагов их образования в ловушки осадочного типа (литолого-стратиграфические) при участии эруптивных каналов грязевых вулканов (ГВ). Здесь резервуары прибрежно-морского происхождения располагаются в основном в крыле антиклинальных поднятий, обычно в одном из них, неразрывно связанных грязевым вулканизмом.

Анализ этой фактической информации позволило сделать вывод о вероятности обнаружения месторождений в районах ЮКВ, не охваченных грязевым вулканизмом. Предполагается, что залежи на таких объектах могут формироваться в результате миграции от очага образования углеводородов в нижние горизонты продуктивной толщи по трещинам. В то же время прогнозируется возможность образования залежей и в осадочном слое, в котором сосредоточен очаг образования углеводородов.

Ключевые слова: *терригенные отложения, грязевой вулкан, миграция флюидов, антиклиналь, коллектор*

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ
ВЫНОСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП ПРИ ПОМОЩИ
СЕДИМЕНТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Нефедов Ю.В., Грибанов Д.А., Грибанов М.А.

Санкт-Петербургский горный университет: Nefedov_YuV@pers.spmi.ru

**PREDICTING THE DISTRIBUTION OF FLOOR FANS OF THE WEST SIBERIAN FIELD
USING GEOLOGICAL PROCESS MODELLING**

Nefedov Y.V., Griбанov D.A., Griбанov M.A.

Saint Petersburg Mining University: Nefedov_YuV@pers.spmi.ru

Keywords: *Geological process modelling, Achimov formation, floor fans, seismofacial analysis*

Summary. Modelling of the geological processes is a computational technique that creates stratigraphic models that show the expected sediment geometry and predict the distribution of lithologies and depositional environments. The method helps to reproduce the evolution of sedimentary systems over geological time, hence, in addition to borehole and seismic data, an analysis of the history of geological development is necessary. Such data are: sea level variation, climatic and paleogeographic conditions, descriptions of the process of substance transport, rates of transport and deposition of terrigenous material, sources of drift. During the modeling process, it is necessary to have a clear understanding of the final result and to tune the input parameters in detail, which causes the calculation of many iterations to agree with the conceptual model. The results allow evaluation of various options and enable prediction of the distribution of prospective oil and gas reservoirs in areas where no wells are drilled. Modeling of floor fans was carried out for the Achimov formation of the West Siberian field. As a result, a sedimentation model was obtained, which reflects the formation of elements of the sedimentation system of the studied area.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В настоящее время весь мир переходит к новому этапу развития нефтяной отрасли. Традиционные запасы истощаются, и на смену им приходят трудноизвлекаемые, разведка и разработка которых требует внедрения принципиально новых технологий. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции широко распространены ачимовские отложения, однако они имеют сложное геологическое строение. Для успешного освоения данных ресурсов необходимо четкое понимания процессов формирования залежей. В основе геологической модели должна лежать грамотно построенная концептуальная модель. Надежное представление об образовании залежей нефти и газа имеет решающее значение для успешной разведки месторождений нефти и газа. Геологическое моделирование позволяет создавать трехмерные модели, с помощью которых удастся прогнозировать распределение свойств пласта только в текущий момент времени. Геостатистические алгоритмы широко применяются при разведке и разработке залежей углеводородов, однако они ограничены в возможности смоделировать пространственную непрерывность в геологическом объекте. Методы геостатистики не используют информацию о процессах осадконакопления, в результате полученные модели не всегда отражают природу геологической структуры. Инструментом, который воспроизводит эволюцию геологических тел в динамике, является седиментационное моделирование. Данный алгоритм симулирует природные изменения свойств пласта, которые имеют решающее значение для оценки неоднородности.

Метод (и/или Теория)

Седиментационное моделирование основано на численном моделировании физических процессов переноса осадочных отложений реками, мутьевыми потоками, морскими течениями и позволяет созда-

вать трехмерные реалистичные модели (Ольнева, Жуковская, 2022; Tetzlaff et al., 2014). В данной работе используется модуль Geological Process Modelling (GPM), разработанный компанией Schlumberger в 2017 году. Преимуществом данного плагина является возможность интеграции результатов моделирования в рабочий процесс программы Petrel.

Седиментационное моделирование воспроизводит процессы формирования глубоководных конусов выноса в течение геологического времени, а, следовательно, помимо сейсмической и скважиной информации, необходим глубокий анализ истории геологического развития. Проведение моделирования требует четкого понимания конечного результата и грамотно построенной концептуальной модели. Для ее построения выполнен сейсмофациальный анализ, по итогам которого удалось выделить основные элементы седиментационной системы. Дальнейшим шагом на пути создания модели является определение временного интервала моделирования. Для определения длительности формирования отложений применен подход секвенс-стратиграфии. Бериас-готеривские клиноформы относятся к циклитам 3-го порядка. Временной промежуток их формирования составляет от 0.4 до 2.2 млн. лет (Ершов, 2018). Корректное восстановление гипсометрии палеоповерхности является важной основой для проведения моделирования. Карта палеорельефа построена путем вычитания структурной поверхности реперного горизонта – кровли баженовской свиты из структурной поверхности исследуемого пласта. После реконструкции палеоповерхности необходимо внести поправки до прогнозируемых глубин палеобассейна. Коррекция проводилась с учетом палеогеографических схем (Конторович и др., 2014). По полученной карте определены источники сноса – области старта переноса вещества. Проанализирована бровка шельфа на наличие удлиненных отрицательных форм рельефа, также пути транспортировки выделяются по результатам сейсмофациального анализа. В качестве исходных данных задавалось 4 типа осадочных пород в зависимости от их гранулометрического состава. Для них задавались размер, фильтрационно-емкостные свойства, характеристики уплотнения, скорости размыва, осаждения и эрозии осадочного материала.

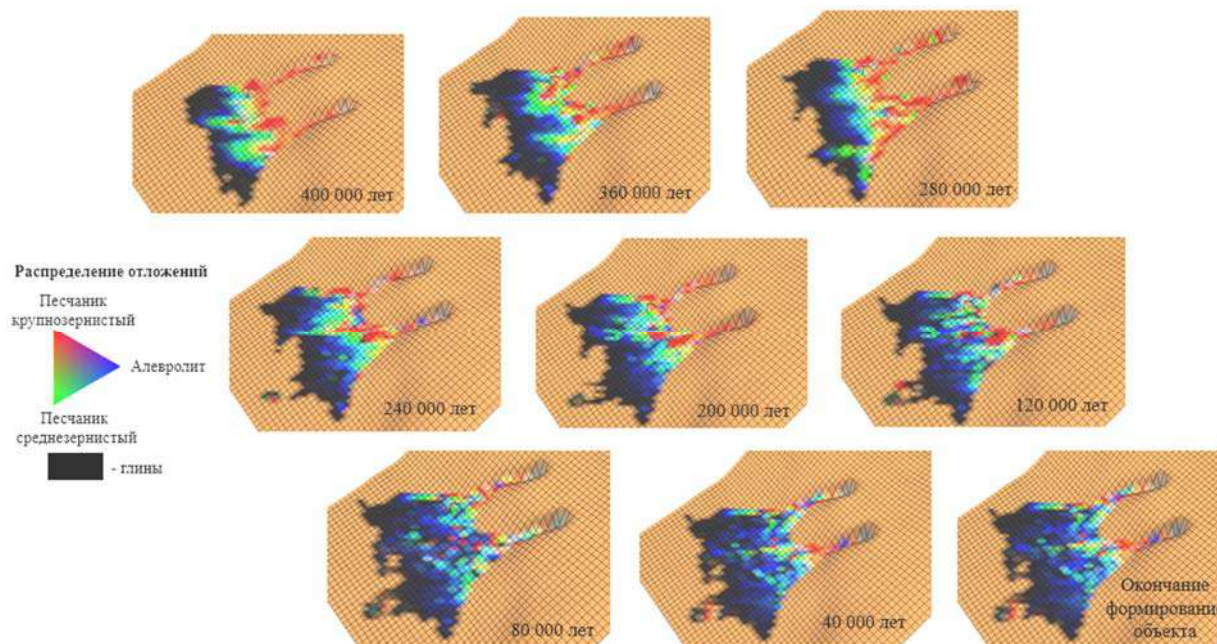
Моделирование осуществлялось с использованием алгоритма для нестационарного потока. Математика процесса контролирует первоочередное заполнение впадин в палеорельефе присклоновой части. Распределение литотипов происходит первоначальным осаждением на склоне более крупной фракции, наиболее тонкая фракция выносятся на самые удаленные участки (Tetzlaff et al., 2014).

Обсуждение результатов

На рисунке показаны временные слайсы седиментационной модели с двумя источниками сноса, на которых наглядно отображается формирование системы конусов выноса с транспортирующимся по склону обломочным материалом. Каждый следующий моделируемый поток учитывает текущие изменения в палеорельефе и последующими итерациями происходит наращивание объекта потоками. Тип источников питания и гранулометрический состав осадочной смеси определяли морфологию конусов выносов. Тело имеет ширину 18.5 км и длину 15.6 км. Полученные седиментационные модели были преобразованы в поверхности и по ним построена карта толщин полученного объекта. Метод позволяет получить реалистичную трехмерную модель, которая может в дальнейшем использоваться в геостатистических алгоритмах для получения более надежных результатов. Полученный итог сопоставим с построенной концептуальной моделью и позволил спрогнозировать распространение конусов выноса.

Выводы

Седиментационное моделирование в модуле GPM предлагает новый подход к построению динамической модели, с помощью которой возможно подтвердить и улучшить концептуальную модель месторождения. Использование симулятора геологических процессов позволяет создать реалистичную архитектуру турбидитной системы. В результате моделирования получена модель, которая отражает формирование элементов глубоководных конусов выноса ачимовской толщи и может быть использована для дальнейшего геостатистического моделирования фаций и петрофизики. Полученный результат согласуется с данными сейсмофациального анализа и бурения. Данный метод открывает положительные перспективы для более надежного создания геологических моделей.



Слайсы седиментационной модели, показывающие последовательное формирование системы конусов выноса

ЛИТЕРАТУРА

- Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Седиментационное моделирование в программном комплексе Petrel. Издательство МАИ. Москва. 2022, 216 с.
- Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири. Геология и геофизика, Т. 59, № 7, 2018, с. 1106-1123.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. Геология и геофизика, Т. 55, № 5-6, 2014, с. 745-776.
- Tetzlaff D., Tveiten J., Salomonsen P., Christ A.-B., Athmer W., Borgos H., Sonneland L., Martinez C., Raggio F. Geologic process modelling, Vol. 11, 2014.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП ПРИ ПОМОЩИ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Нефедов Ю.В., Грибанов Д.А., Грибанов М.А.

Санкт-Петербургский горный университет: Nefedov_YuV@pers.spmi.ru

Резюме. Моделирование седиментационных процессов представляет собой вычислительный метод, который позволяет создавать стратиграфические модели, показывающие ожидаемую геометрию отложений и прогнозировать распределение литологии и обстановки осадконакопления. Метод помогает воспроизводить эволюцию осадочных систем в течение геологического времени, следовательно, помимо скважинной и сейсмической информации, необходим анализ истории геологического развития. Такими данными являются: колебания уровня моря, климатические и палеогеографические условия, описания процесса транспортировки вещества, скорости переноса и осаждения терригенного материала, источников сноса. В процессе моделирования необходимо иметь четкое понимание конечного результата и детально настраивать входные параметры, что обуславливает расчет множества итераций для согласования с концептуальной моделью. Результаты позволяют оценить различные варианты и дают возможность спрогнозировать распределение перспективных нефтегазоносных отложений в областях, где отсутствуют пробуренные скважины. Моделирование конусов выноса проводилось для ачимовских пластов месторождения Западной Сибири. В результате получена седиментационная модель, которая отражает формирование элементов седиментационной системы изучаемой площади.

Ключевые слова: Седиментационное моделирование, ачимовские отложения, глубоководные конусы выноса, сейсмофациальный анализ

MODELLING THE GROWTH OF A COLMATAGE AGENT FOR RESERVOIR SWEEP IMPROVEMENT UNDER WATER FLOODING

Panahov G.M.¹, Abbasov E.M.¹, Balakchi V.J.²

¹*Institute of Mathematics and Mechanics*

²*Ministry of science and education of the Republic of Azerbaijan, Oil and Gas Institute:
gylani.panahov@imm.az*

Keywords: colmatant, structure formation, diffusion, plugging

Summary. The paper describes the formation of plugging aggregates deep within the formation, on the walls of the pore channels and in the free pore space, resulting in a local increase in flow resistance due to the complete blockage of individual pore channels. A model of growth of colmatant detached from the walls of the porous medium in the near wall flow is proposed, which takes into account not only the influence of hydrodynamic flows on chemical reactions occurring in the system. The model takes into account not only influence of hydrodynamic flows on chemical reactions in the system, but also inverse influence of growing clay ball on flow pattern. Industrial testing of proposed bridging compound was carried out on Binagadi oil field (Azerbaijan).

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

Secondary recovery techniques extend a field's productive life generally by injecting water or gas to displace oil, resulting in the recovery of 20 to 40 percent of the original oil in place. Enhanced oil recovery (EOR) involves injecting a fluid into an oil reservoir that increases oil recovery over that which would be achieved from just pressure maintenance by water or gas injection.

Over time, due to viscous differentiation and reservoir heterogeneity, flushed channels with increased zonal permeability are developed in reservoirs, reducing the effectiveness of water treatment (Dake, 1998).

The importance of improving well injectivity and increasing waterflood coverage remains significant because of the ever-changing reservoir conditions, high economic costs and tightening environmental requirements.

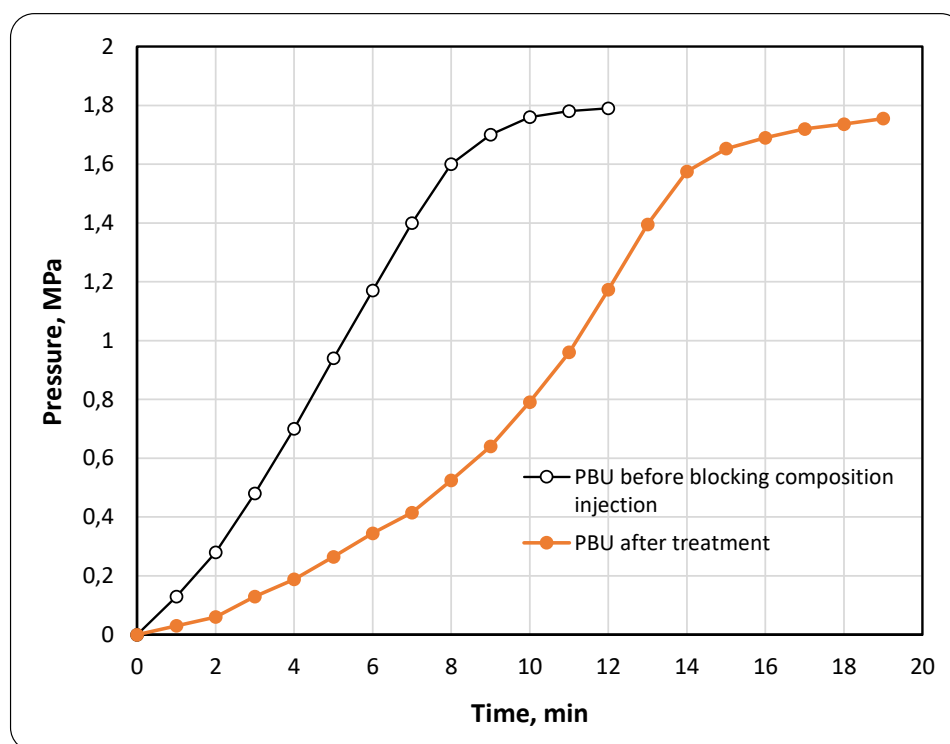
Experiments have shown that the alkaline solution significantly affects the swelling of clay minerals, as the montmorillonite content decreases with increasing concentration of Na₂CO₃ solution and reaction time in a closed medium (Panahov et al., 2023). However, the dissolution rate of montmorillonite slows down when the concentration of OH⁻ ions in bentonite decreases. The swelling strain of bentonite also decreases with increasing Na₂CO₃ concentration and reaction time (Panahov et al., 2023; 2019; 2018). The void coefficient at saturation of samples dissolved in the same solution for the same reaction time can be expressed by the fractal swelling model $e = kp_s^{D_s-3}$. The fractal dimension, D_s , increased slightly with increasing reaction time and concentration of Na₂CO₃ solution due to the dissolution traces on the surface.

After primary adsorption, bentonite macromolecules provide strong bonding of dispersed aggregates to the rock surface, forming a stable mass in the dynamic flow. Another part interacts with bentonite macromolecules in the flowing fluid and forms aggregates in the form of one or more particles with bentonite molecules attached to them.

Therefore, the formation of aggregates deep in the formation on the pore channel walls and in the free space of pores leads to a local increase in flow resistance by completely blocking single pore channels, which in turn leads to a change in filtration flow directions and an increase in waterflood sweep efficiency of the formation.

Lab test

The process effect was evaluated using pressure build-up curves before and after injection of blocking solutions. As can be seen from the figure, when the proposed method is used, pressure build-up time in the porous medium increases, which indirectly indicates a decrease in hydraulic conductivity of the system (Figure). And this suggests a higher blocking capacity of the proposed method.



Build-up curves before and after treatment with blocking composition

A model of clayey colmatant growth in the near-wall flow was considered, taking into account not only the influence of hydrodynamic flows on the flowing in the system, but also the reverse effect of the growing colmatant on the flow character. Analytical solutions were used to determine the velocity field of the fluid near the colmatant layer. This study showed that hydrodynamic flows may have a significant impact on the pore-clogging processes. As a result of “evolution” of colmatants, aggregates of complex structure are formed. It is shown that the process of aggregate formation depends on the ratio of characteristic values of injected fluid velocity and aggregation velocity. When the forming structures do not have an inverse effect on the flow, the systems are described by “reaction-diffusion-convection” equations.

Theoretical background

Usually only random particle movements (chemical diffusion or random movement of individuals in population-type models) (Field, Burger, 1985; Murray, 1977; Turring, 1952) and sensitivity to gradients of substances involved in the processes (Woodward et al., 1995) are considered in the models.

A similar approach is applicable to the modelling of structure formation processes in a stationary medium: the kinetic part of the system and the geometry of the domain in question (Lobanov et al., 1999) and is related to the properties of the nonlinear medium.

Although the growing colmatant is a clay structure formed in the solid phase, it is still permeable to liquids due to the large number of pores. In a number of problems, a fundamental point is the presence of shear stresses in the flow, which significantly change the picture of structure formation. In particular, consideration of shear stresses is fundamentally important in the analysis of colmatant aggregation (Tandon, Diamond, 1997).

The process of structure formation has a complex spatial and temporal nature. A phenomenological model of reaction-diffusion type was proposed for its qualitative description (Attaullakhanov et al., 1998). The model under consideration contains a large number of parameters and has a set of solutions. In porous media, both the convective flows themselves and the inverse effect of the growing colmatant on the flow pattern play a significant role. The main objective is to evaluate the effect of filtration on the emerging colmatant structure.

The model of structure formation including convective flows and reagent diffusion can be represented by following equations (Lobanov et al., 1999):

$$\begin{aligned}\frac{\partial \theta}{\partial t} &= D_1 \Delta \theta + \frac{\alpha \theta^2}{\theta + \theta_0} - \gamma \theta \phi - \chi_1 \theta - \operatorname{div}(V \theta) \\ \frac{\partial \phi}{\partial t} &= D_2 \Delta \phi + \beta \theta \left(1 - \frac{\phi}{C}\right) \left(1 + \frac{\phi^2}{\phi_0^2}\right) - \chi_2 \phi - \operatorname{div}(V \phi),\end{aligned}\quad (1)$$

where θ, ϕ – concentrations of impurity (carbonate solution) and clay at the point x at time t ; D_1 and D_2 – diffusion coefficients; $\alpha, \beta, \gamma, \chi_1, \chi_2, \theta_0, \phi_0, C$ – model kinetic parameters; V – flow velocity.

The equation describing the evolution of the colmatant is as follows

$$\frac{\partial \psi}{\partial t} = 0, \quad (2)$$

where ψ is the unmeasured impurity concentration. Moreover, it was assumed that the formed tangles do not affect the diffusion of impurity and colmatant, i.e. diffusion coefficients do not depend on the K_a concentration of the impurity ψ .

Equations (1) - (2) are written in the moving reference frame connected with the centre of the ball of colmatant. Here it is used that the aqueous solution is a viscous incompressible fluid and the continuity equation is fulfilled

$$\operatorname{div} V = 0$$

In the convective flow model, it was assumed that the "clubbing" taking place in the system - does not directly affect the flow rate of the solution. This means that the change in flow was only due to changes in the shape and size of the ball.

We considered the problem on evolution of the ball detached from the particle (wall) of porous medium in near wall layer of viscous incompressible fluid in two-dimensional flat case.

During dimensionless measurement of system (1) - (2) the following values are chosen as a characteristic scale of the problem: u – maximum flow velocity (in the fixed coordinate system), L – characteristic size, defined on the base of investigation of system (1) - (2) without convective flows $L \sim 100 \cdot \sqrt{D_1 / \alpha}$ (Garo et al., 1978), where $L \ll d$ of capillary is porous medium.

Using analytical expressions for velocity field it is possible to determine variations of reagent concentration distributions with time by solving system (1) - (2) with known velocity field.

Conclusions

The proposed model makes it possible to draw a number of important conclusions. Hydrodynamic flows may have an essential influence on structure formation processes in the system carbonate-in-water with clayey inclusions. The composition forms clay balls of large size and complex shape. It can cause clogging of highly permeable pores of the formation. In addition, it can initiate a plugging process away from the colmatant and lead to the development of in-situ structural formation.

Industrial testing of the proposed bridging compound was carried out on the Binagadi field (Azerbaijan). Technological treatment was carried out at well No. 232852 of Binagadi Oil Company in the Binagadi North field.

REFERENCES

- Ataullakhanov F.I., Guria G.T., Sarbash V.I., Volkova R.I. Spatio-temporal dynamics of clotting and pattern formation in human blood. *Biochimica et Biophysica Acta*, Vol. 1425, 1998, pp. 453-468.
- Dake L.P. *Fundamentals of reservoir engineering* Shell International Petroleum Maatschappij B.V., The Hague, The Netherlands, 1998, 498 p.
- Field R.J., Burger M. *Oscillations and Traveling Waves in Chemical Systems*. Wiley-Interscience. New York, 1985, 681 p.
- Garo G.G., Pedley T.J., Schroter R.C., Seed W.A. *The mechanics of the circulation*. Oxford University Press. New York Toronto, 1978, 624 p.

- Panahov G.M., Abbasov E.M., Ismayilov Sh.Z., Balakchi V.D. In-depth isolation of highly permeable zones for reservoir conformance control. *Journal of Dispersion Science and Technology*, Vol. 44:2, 2023, pp. 359-369, DOI: 10.1080/01932691.2021.2006062.
- Lobanov A.I., Starozhilova T.K., Chernyaev A.P. Rezonansnye yavleniya v sistemah tipa "reakciya-diffuziya". *Matematicheskoe modelirovanie*, t. 11, № 7, 1999, s. 75-82.
- Murray J.D. *Lectures on nonlinear differential-equation models in biology*. Oxford U.P., 1977, 370 pp.
- Panahov G.M., Abbasov E.M., Yuzbashieva A.O., Balakchi V.J. Features of Electrolytic Solutions in Clays. *Oil And Gas Business*, 4, 93, 2019, June, <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2019-4-93-109>.
- Panahov G., Abbasov E., Yuzbashieva A., Balakchi V. Nonstationary Marangoni Convection in Liquid-Filled Capillar. *Oil And Gas Business*, 6, 60, 2018, December, <https://doi.org/10.17122/ogbus-2018-6-60-77>.
- Tandon P., Diamond S.L. Hydrodynamics effects and receptor interactions of platelet's and their agregates in linear shear flow. *Biophys. J.*, Vol. 73, No. 11, 1997, pp. 2819-2835.
- Turing A.M. The chemical basis of morphogenesis. *Phyl. Trans. Roy. Soc., (London)*, Vol. 237, 1952, pp. 37-72.
- Woodward D.E., Tyson R., Myerscough M.R., Murry J.D., Budrene E.O., Berg H.C. Spatio temporal patterns generated by *Salmonella typhimurium*. *Biophysical journal*, Vol. 68, 1995, pp. 2181-2189.

ESTIMATION OF UNCONVENTIONAL TIGHT OIL RESERVOIR POTENTIAL USING GEOCHEMICAL, MINERALOGICAL AND PETROGRAPHICAL CHARACTERISTICS OF THE DOMANIK FORMATION FROM NORTH SAMARA REGION IN THE VOLGA-URAL BASIN, RUSSIA

Saeed Sh.A.¹, Al-Muntaser A.A.¹, Hakimi M.H.², Zhou. X.¹, Varfolomeev M.A.¹

¹Department of Petroleum Engineering, Kazan Federal University,
Kazan, 420008, Russia: shad.saeed@ya.ru

²Geology Department, Faculty of Applied Science, Taiz University, Taiz 6803, Yemen

Keywords: Domanik Formation, organic-rich rocks, kinetic modeling, unconventional tight oil, Volga-Ural Basin (Russia)

Summary. This work presents a comprehensive analysis of the geochemical, mineralogical, and petrographical properties combined with bulk kinetics modeling of Domanik rocks from various depths of the Kuzminovsky oilfield in the Volga-Ural Basin, Russia. The study reveals that the Domanik samples have a high content of total organic matter (TOC) of up to 13.31 wt %, and mainly contain Type II kerogen with a slight II/III kerogen type, which indicates very good to excellent oil generation potential. The hydrogen-rich kerogen in the samples is expected to generate paraffin, naphthene, and aromatic (P-N-A) oil with low wax content. The maturity indicators demonstrate that most of the studied Domanik samples have generally reached low thermal maturity stages, defining an immature to moderate-mature oil generation window. The results of the kinetic models suggested that Domanik rocks with vitrinite reflectance (VRo) values in the range of 0.60–0.71% have reached relatively low kerogen transformation ratio, indicating low probability of oil generation. The Domanik samples are characterized by low porosity (up to 3.29%) with a wide range of pore sizes, including interparticle, cavities, cracks, and organic matter pores. The development of these pore types and their quality is mainly controlled by high mineralogical brittleness, i.e., carbonate and quartz, together with high organic matter inputs. Based on the obtained results and observations, the Domanik Formation has a high potential for commercial oil production, which typically requires hydraulic fracturing followed by an in-situ retort, mainly by thermal methods such as steam injection and in-situ combustion processes.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

1. Introduction

Undoubtedly, global unconventional oil resources, such as shale oil, natural bitumen, and extra-heavy oil, can be a future of the petroleum industries. Oil shales, as unconventional hydrocarbon resources, are the most promising sources of hydrocarbons in terms of their reserves (30% of the proved global reserves (Meyer, Attanasi, 2003). Generally, fractured, tight, shale oil as well as oil shale plays, are considered as exploitable self-contained source and reservoir rocks (Romero-Sarmiento et al., 2016). Tight reservoirs are characterized by low porosity averaging 3 to 6% and poor permeability from μD to less than $< 0.1 \text{ mD}$ (Kunar, Shandilya, 2013). The lithology of tight reservoirs is typically shale and carbonate rocks with large thickness (Kunar, Shandilya, 2013). Tight oil reservoirs are also known as intractable rocks with low permeability which containing fluids such as shale-hosted oil (shale oil) with little or no water (Mills, 2008). Consequently, hydrocarbons can be produced from such reservoirs using special recovery techniques and technologies including hydraulic fracturing, thermal-based recovery methods, etc.

Present research aims to evaluate the Domanik Formation in the Kuzminovsky oilfield, Samara region, Volga-Ural Basin, Russia, as a potential unconventional tight reservoir to exploit these types of reservoir rocks for development and high probability production.

Methods

A total of 18 samples of Domanik Formation, with geological ages ranging from Upper Devonian (Frasnian) to Lower Carboniferous (Tournaisian), were collected from different depths (from 1726.5 m to

1784.9 m) in Kuzminovsky oilfield (well № 26R), north of Samara region, Volga-Ural basin, Russia. These samples were subjected to multi geochemical, petrographical, and petrophysical analyses.

2. Results and discussion

2.1. Organofacies characteristics under microscopic examinations

The analyzed samples are composed of carbonate minerals, liptinite, and vitrinite macerals. The liptinite macerals appear light brown to brown under reflected white light and show yellow to greenish-yellow fluorescence under ultraviolet (UV) light (Fig. 1). Structured and unstructured hydrogen-rich kerogens, including alginite, amorphous organic matter (AOM), and bituminite, are present in the liptinite assemblages. *Telalginite* and *lamalginite* forms of structured alginite were observed in most of the liptinite macerals, indicating an oxygen-depleted benthic environment. Unstructured AOM exhibited greenish-yellow to yellow fluorescence, and a small portion of structureless bituminite II was also observed. These findings suggest that the samples could be a potential oil source rock with low waxy characteristics.

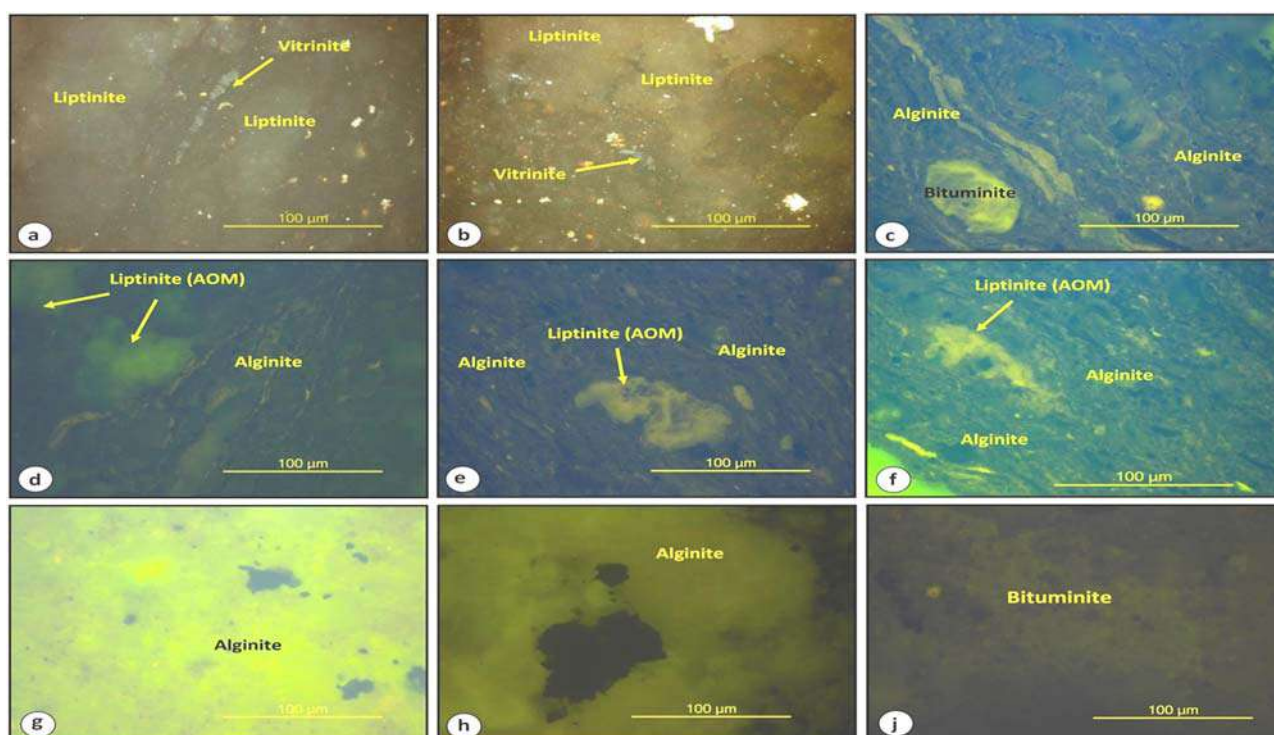


Fig. 1. Photomicrographs of the analyzed, under reflected white and UV lights.

2.2. Geochemical characteristics

The Domanik samples exhibit a significant quantity of OM, with a range of 0.72% to 13.31%. This suggests that the majority of the samples analyzed contain substantial amounts of OM, making them promising source rocks for producing large amounts of petroleum. Moreover, the correlation between the Total Organic Carbon (TOC) and the yields of petroleum produced through thermal cracking of kerogen (S2) indicated a high potential for generating hydrocarbons. This potential ranges from good to excellent, with the ability to produce substantial quantities of hydrocarbons at optimal thermal maturity levels (Bissada, 1982). The Domanik rocks are mainly characterized by Types II and II/III kerogen, suggesting that the organic matter input is in the immature to moderate mature stage of the oil-window. This implies a strong potential for oil generation.

2.3. Bulk kinetics modeling

In this research, the bulk kinetics analysis was conducted on three spent samples collected from the Domanik Formation. Depending on the kinetic model, the VRo values of the examined samples were measured and plotted against the computed transformation ratios (Fig. 2). The findings revealed that the current thermal maturity of the analyzed samples, equivalent to 0.61 to 0.71% VRo, had reached approximately 11-20% TR ratio at geological temperatures ranging from 110-125°C. As a result, the studied intervals of the Domanik Formation have not generated commercial amounts of oil.

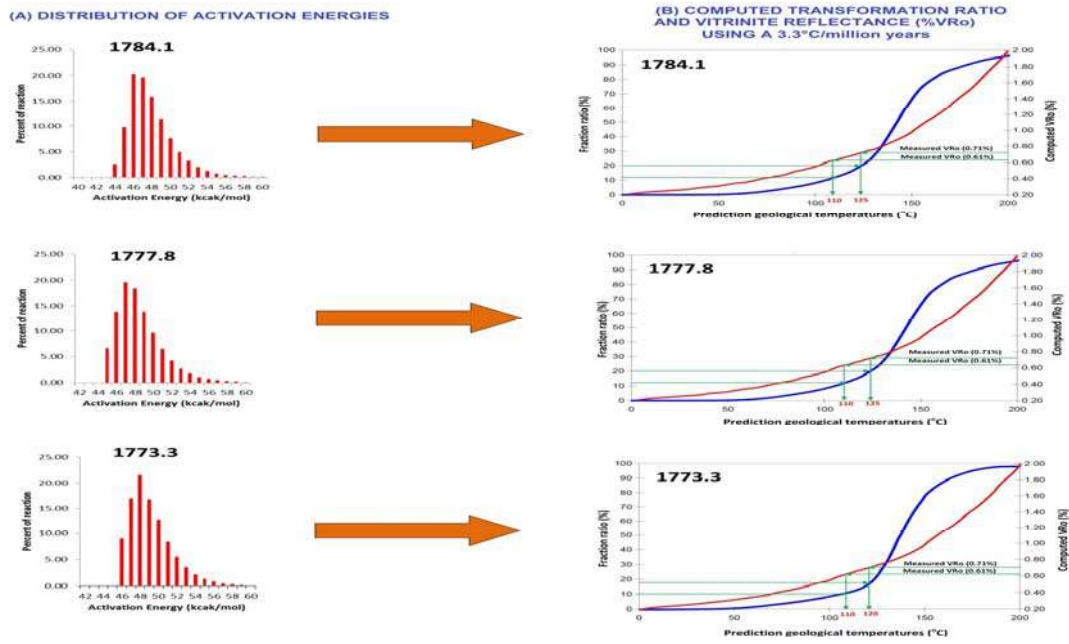


Fig. 2. Bulk kinetic parameters in terms of (A) activation energy distribution (E_a) and computed temperature ($^{\circ}\text{C}$), and (B) TR (TR %) and vitrinite reflectance (% VR_o).

2.4. Mineralogical characteristics and their contribution for brittleness

In this study, the analyzed Domanik rock samples consist higher carbonate and quartz brittle minerals compared to clay mineral, with high brittleness index (BI) of up to 0.99%. Based on this mineral constituent, the analyzed Domanik rocks are likely to be high brittle rocks for fracability and development of natural and artificial fractures. This interpretation was supported by the presence of the fractures in the analyzed Domanik rocks (Fig. 15a and b).

2.5. Petrophysical characteristics (porosity)

The microscopic examinations conducted in this study have revealed the presence of secondary porosity in the form of micro-fractures (Fig. 3c). These fractures in the Domanik rocks are observed to be filled with oil, as observed under reflected UV light (Fig. 3d). Additionally, thin section microscopy has shown the partial dissolution of unstable shell grains (foraminifers) in some of the analyzed samples (Fig. 3e-h). This partial to complete acidic alteration of the foraminifer's grains has enhanced and developed the total porosity of the Domanik rocks. Microscopic examinations conducted under transmitted light have further revealed that the oil (brown color) mainly fills the entire pore spaces of the foraminifer's grains (Fig. 3g and h).

In addition to thin section, the nano-focus X-ray control system (micro-CT) also revealed the presence of fractures in the analyzed Domanik rocks (Fig. 4). This suggests that the high content of brittle minerals in the Domanik rocks, which have high BI values, is the primary factor contributing to the fractures observed in the study area.

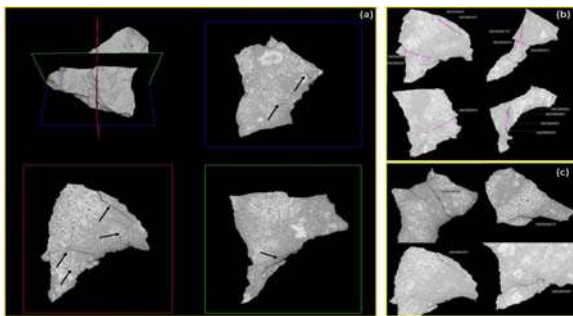


Fig. 3. Micro-CT imaging of the analyzed samples.

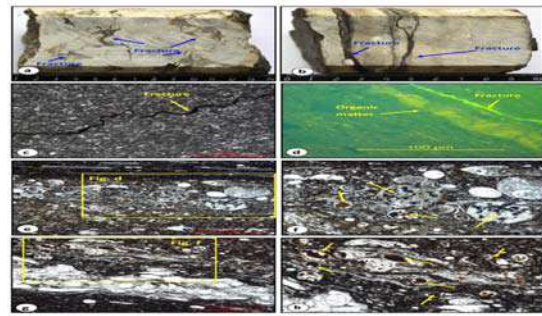


Fig. 4. Photomicrographs of cores, thin sections of the analyzed samples.

Moreover, micro- and nano-focus X-ray control systems (micro-CT) were employed to study the structure of the porous space in the Domanik rocks, as shown in Fig. 5. Accordingly, the porous space of Domanik rocks

could be divided into three types based on grain diameter (μm). The first type consists of interparticle pores, with sizes ranging from 10 μm to 100 μm (Fig. 5a). The second type comprises cracks and cavities with a grain diameter of more than 0.1 mm (100 μm) (Fig. 5a), which are believed to have formed during the diagenesis process. The final type of pores is mainly found in OM pores, with sizes of 10 μm or less (Fig. 5b). The total volume of these pores is likely to increase with higher OM input into the Domanik rocks. SEM analysis also confirms the presence of these pore types, including interparticle, cavities, cracks, and OM pores (Fig. 6).

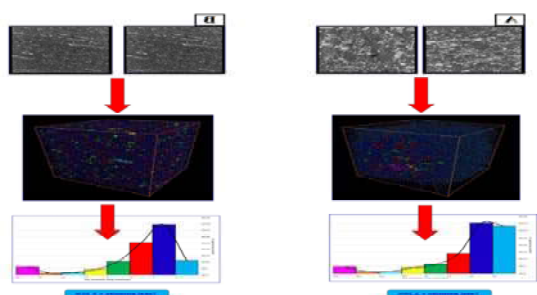


Fig. 5. The orthoslices in different projection of region of interest (ROI), 3D visualization of the region of interest (ROI).

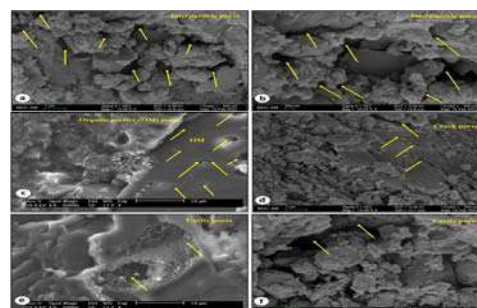


Fig. 6. Photomicrographs of the SEM for the analyzed samples.

3. Conclusions

Based on the obtained results, the following major conclusions can be drawn:

- The studied samples have a high TOC content of up to 13.31 wt. %, and a petroleum potential of up to 32.86 mg hydrocarbon/g rock, indicating that they are highly prospective source rocks.
- The OM input in the studied samples is mainly composed of Types II and II/III kerogen, which suggests that the samples are in the immature to moderately mature stage of the oil window and have a high potential for oil generation.
- The presence of hydrogen-rich kerogen and high oil generation potential also confirms the results of the Py-GC investigation, as well as the abundance of fluorescent oil-prone liptinitic assemblage.
- Bulk kinetic modeling indicates that the analyzed samples in the studied well have generated low amounts of oil at geological temperatures ranging from 110 to 125°C, which correspond to relatively low vitrinite reflectance (VR) values and transformation (TR) ratios of 0.60–0.71% Ro and 10–20%, respectively.
- The studied samples are primarily characterized by brittle minerals such as carbonate and quartz with a high brittleness index of up to 0.99 and low porosities (up to 3.29%). This indicates the presence of unconventional tight oil reservoir rocks that could be suitable for conducting hydraulic fracturing for commercial oil production.

Generally, the above characteristics of the Domanik rocks can be used as a foundation for further unconventional tight oil exploration in the Volga-Ural Basin, particularly in the deeper burial depths, where these rocks of the Domanik Formation are anticipated the high maturity levels and resulted in retinted of more oil that could be released.

Acknowledgement

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

REFERENCES

- Meyer R.F., Attanasi E.D. Heavy oil and natural bitumen-strategic petroleum resources. USGS, Fact Sheet 070-03, 2003,
- Romero-Sarmiento M.-F., Pillot D., Letort G., Lamoureux-Var V., Beaumont V., Huc A.-Y. et al. New Rock-Eval method for characterization of unconventional shale resource systems. Oil Gas Science Technology, Revue d'IFP Energies Nouv., Vol. 71(37), 2016, pp.1-9.
- Kumar T., Shandilya A. Tight reservoirs: An overview in Indian context. 10th Biennial International Conference & Exposition, Citeseer; 2013, pp. 1-8.
- Mills R.M. The myth of the oil crisis: overcoming the challenges of depletion, geopolitics, and global warming. Greenwood Publishing Group; 2008, 336 p.
- Bissada K.K. Geochemical constraints on petroleum generation and migration—a review. Proc. ASCOPE, Vol. 81, 1982, pp. 69-87.

INVESTIGATION OF GAS HYDRATE RELATED STRUCTURES IN THE EASTERN BLACK SEA AND STUDIES RELATED WITH ACOUSTIC AND PHYSICAL PROPERTIES OF SHALLOW GAS IN THE GWANGYANG BAY

Özel S.¹, Çifçi G.¹, Okay S.¹, Kım D.C.², Bae S.-H.²

¹*Dokuz Eylül University, Institute Of Marine Sciences And Technology, İnciraltı, İzmir, Turkey: sevinc.ozel@deu.edu.tr*

²*Department Of Energy Resources Engineering, Pukyong National University, Busan 608-737, Korea*

Keywords: Eastern Black Sea, gas hydrate, BSR, Bright spot, Multichannel seismic reflection

Summary. Free gas and gas hydrate areas, which the existences have been known through the determination of acoustic and physical characteristics of sediments in two different regions (Off-shore of Turkey in the eastern Black Sea and the Gwangyang Bay at the south Korea) having geological histories and formations, were mapped with the utilization of high resolution acoustic and seismic methods. Technical as well as scientific collaboration were realized between Institute of Marine Sciences and Technology (IMST) and Pukyong International University (PKNU) based on the marine seismic studies. In this context in both of regions, the Eastern Black Sea and the Gwangyang Bay at the south of Korea, shallow gas and gas hydrate formations, various hydrocarbon indicators (pockmarks, mud volcanoes, faults causing seepages) are mapped and sampling was done with piston coring method. Also two mud volcanoes were found in the region and they were named as İzmir and Pusan respectively. This situation supports the probability of existing gas accumulations in this environment.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Introduction

The Black Sea was formed as a back-arc basin as a result of the northward subduction of the Thetis Ocean. This wide basin is divided into two by the Andrusov and Archangelsky ridges, namely the Middle Black Sea Ridge. The Eastern Black Sea Basin and the Western Black Sea Basin have different characteristics. The Black Sea is a closed basin in the form of an east-west trending elliptical depression that has an area of 436,400 km², with maximum depth of 2,212 m and it is one of the world's largest inland seas.

In the exploration studies carried out in the shelf, open sea and international waters on the coasts of our country, gas hydrate and shallow gas reserve related structures like BSRs, mud volcanoes, mud diapirs, gas seeps etc. were observed and the presence of gas hydrate was proved by samples taken at some locations.

The BSR level refers to the strong seismic reflection surface from the bottom of the gas hydrate containing sediments. Free gas is usually found below the BSR level, and the world-wide production of gas from gas hydrates today is the extraction of this free gas from below the hydrate.

The aim of the study is to investigate the acoustic and physical properties of the sediments in two different seas of the World, the Eastern Black Sea and in the Gwangyang Bay located in the south of Korea.

Survey area in the Eastern Black Sea covers the continental slope, apron and abyssal plain (Figure1). BSR, bright spots and gas columns were observed on the seismic profiles that collected at the farthest east of the survey area. Also two mud volcanoes were found in the region and they were named as İzmir and Pusan respectively. Slump features were observed on the continental slope. Seismic attribute analyses, instantaneous frequency, envelope and apparent polarity, were applied on the sections where showing strong reflections in the seismic profiles. Low frequencies are observed on the instantaneous frequency sections which supports the probability of gas accumulations in this environment.

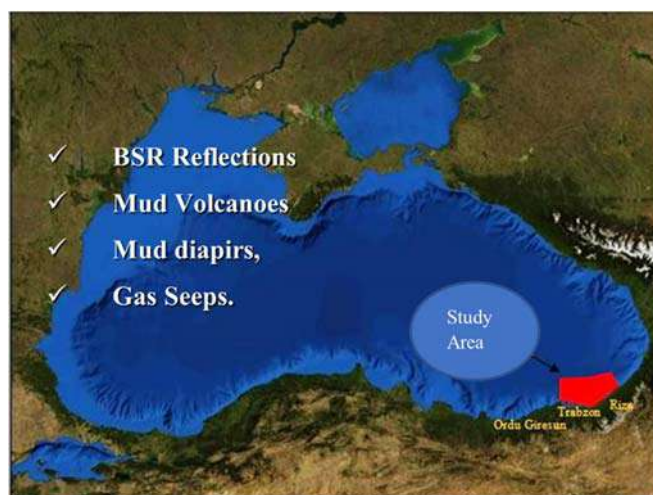


Fig. 1. Study Area at the southeastern Black Sea offshore Turkey. With the high resolution seismic reflection method shallow gas accumulations are observed below BSR (Bottom Simulating Reflector) structures which are the seismic indicators of gas hydrates. Also mud volcanoes, mud diapirs and gas seeps were observed

Data and Methods

This study was carried out as a bilateral TUBITAK Project with the collaboration of Institute of Marine Sciences and Technology and South Korea Pukyong National University. In the scope of the Project cruises were carried out in the Gwangyang bay in 2009 and in the Eastern Black Sea in 2010. In Eastern Black Sea high resolution multi-channel seismic reflection and CHIRP data were collected by the researchers from Dokuz Eylül University(DEU) Marine Sciences and Technology Institute onboard R/V Koca Piri Reis vessel (Figure 2) and CHIRP data were collected in the South Korea in Gwangyang Bay on board R/V Tam Yang.

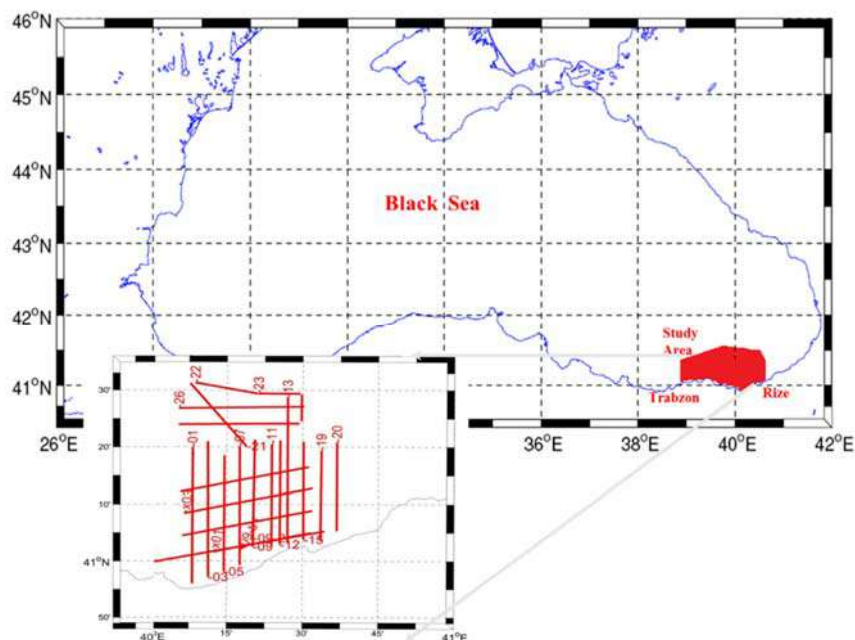


Fig. 2. Map showing the study area and locations of collected multi-channel seismic reflection lines

12 scientific researchers from DEU and many researchers from Pukyong National University joined the survey. Approximately 1700 km of high resolution multi-channel seismic data were collected in the study area. The streamer length was 1350 km with 216 channels, the source was a Generator-Injector (GI) gun with 2x(45+45) cubic inch volume. The frequency of subbottom profiler(CHIRP) system is 3.5 kHz. The applied seismic data processing flow includes band pass filtering, automatic gain control (AGC), F-K filter, velocity analysis, NMO, stack and migration.

Results and Discussion

A fold zone is observed in the west of the study area which is associated with the left-lateral strike-slip Trabzon fault. In the north of the line DK 10-11, which exits in the easternmost part of the study area, the extensions of continental canyons system are observed on the apron part (Figure 3). On the N-S trending seismic profile DK10-11, this fold structure with Trabzon faults is observed in the middle part of the profile. Chaotic features on the slope are interpreted as slumps. Towards north uniform parallel sediments exists at the upper part of BSR structure.

BSR reflections were observed at a depth of approximately 1800-2700 ms from the sea floor and their average width was calculated between 2000-4000 m. Figure 4 shows an example for BSR structure. In some areas shallow gas do not exist under the BSR reflections on some seismic sections but some areas show acoustic masking or acoustic turbidity indicating shallow gas under BSR structure.

A mud volcano is discovered and named as Busan mud volcano (Figure 4b). Acoustic masking is interpreted as gas accumulations. Feeding channel of mud volcano is observed as acoustic masking. Sediments are dipping because of velocity pull down. High amplitude reflections are shown by yellow circles. AVO is applied for BSR analysis.

Figure 4 is an example section which shows BSR structure in the middle part of the mud volcano and high amplitude reflections at the northern part of the mud volcano.

In the final map, possible shallow gas accumulations, BSRs and mud volcanoes are shown on the approximate bathymetry map (Figure 5).

Sesimic attribute analysis are applied on the targeted structures on the seismic sections and especially on the indicators known as direct indicators (bright-spot, dim-spot, flat-spot etc.) in hydrocarbon exploration. The applied attributes are envelope, apparent polarity and instantaneous frequency. Areas with strong reflections with negative polarity in the envelope and apparent polarity sections, show themselves with low frequency content in the same region in the instantaneous frequency section.

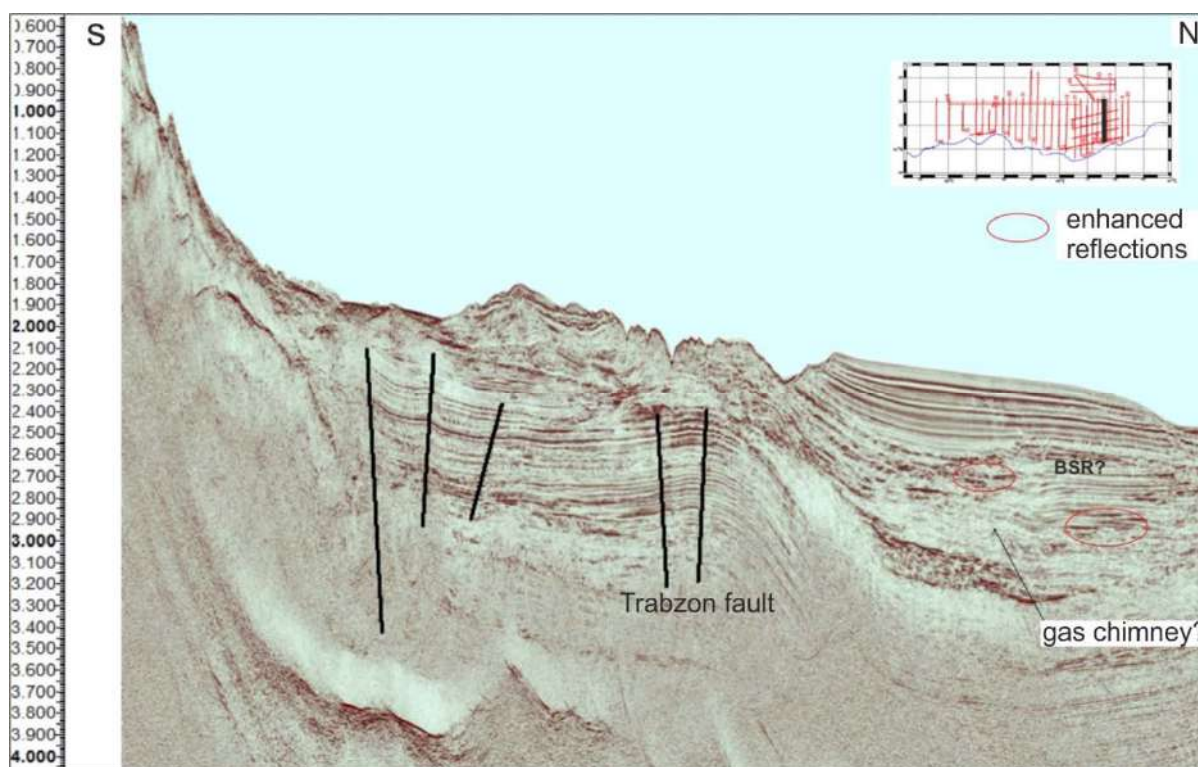
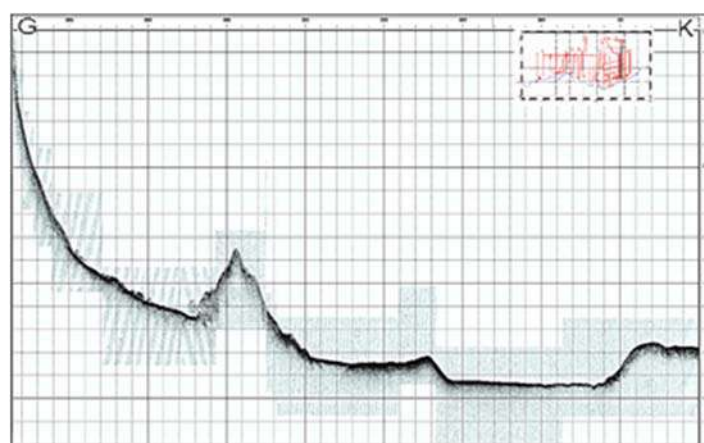


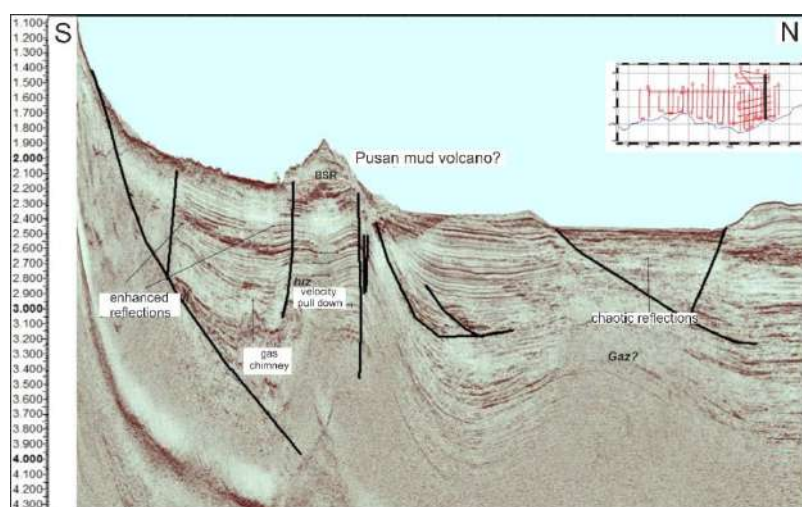
Fig. 3. DK10-11 interpreted seismic reflection line in the study area

Conclusions

In the study area, BSR reflections were observed in the east of the region, indicating the presence of gas hydrate (Figure 5). Two mud volcanoes were discovered and named as Busan and Izmir mud volcanoes. These mud volcanoes are probably formed on the diapiric structures which are formed probably under a compressional tectonic regime. BSR structures are observed at the upper parts of these features. The existence of velocity pull downs and the Seismic attributes, AVO analysis and modeling studies have revealed the presence of gas.



a



b

Fig. 4a. DK10-13 Chirp Line **4b.** DK10-13 Interpreted Seismic reflection line

Gas and BSR mapped as an area of seismic attribute analysis applied to the instantaneous frequency and envelope cross-section, cross section areas of the image appear with a strong polarity of the cross section of low-frequency regions have been identified in areas with a strong negative polarity.

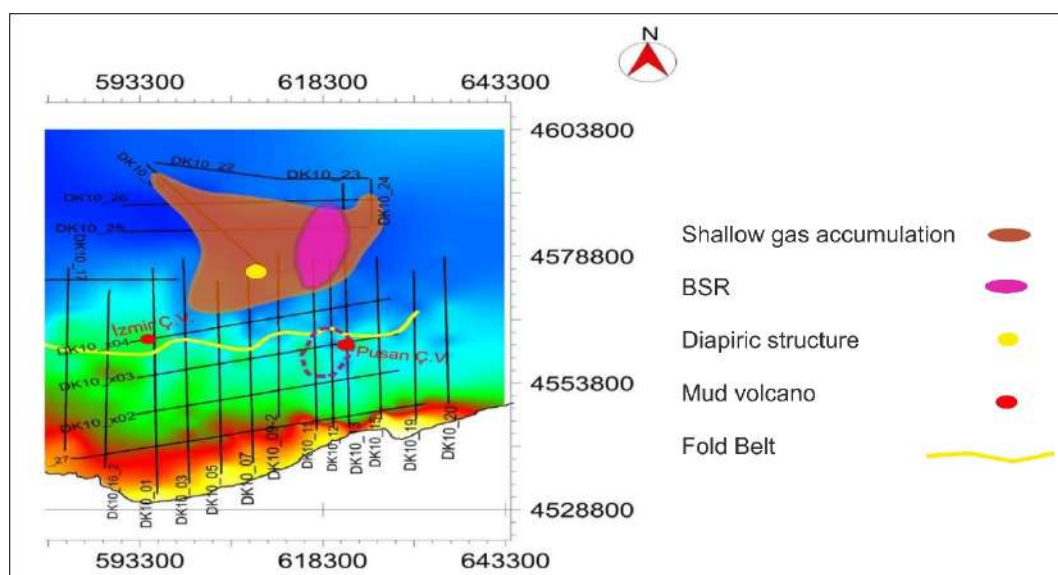


Fig. 5. Map showing possible shallow gas accumulations, BSR area and mud volcanoes on bathymetric map

ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА

Агалыев С.Д., Гараев Г.Т.

Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева,
Ашхабад, Туркменистан: ilyaluryev.edu@gmail.com

TECHNOLOGICAL BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS IN A COMBINED MODE

Agalyev S.D., Garayev G.T.

Yagshygeldi Kakayev International Oil and Gas University, Ashgabat, Turkmenistan: ilyaluryev.edu@gmail.com

Keywords: Gas well,
fluid removal technology,
perforated tubing

Summary. Issues of equipment and technology for operating gas wells in conditions of condensate and flooding require constant improvement. The result of our proposed technology is to increase the productivity of flooded gas wells by increasing the rate of upward gas flow from the bottomhole itself. The effect of reducing the diameter of the lifting pipes and increasing the velocity of the gas-liquid flow at the bottomhole is achieved by lowering the tubing perforated in the lower part of the string to the lower perforations of the production string. The results of field tests are given. Applicability criteria for the proposed technology are identified.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Несмотря на значительное количество имеющихся способов и устройств для интенсификации выноса жидкости из газовых скважин, проблема удаления жидкости всегда будет требовать решения, а имеющиеся технологии – совершенствования. Такое положение объясняется тем, что многие из них характеризуются значительной материалоемкостью, дороговизной, сложностью в освоении и эксплуатации и низкой продолжительностью эффективного использования.

В качестве методов борьбы с обводнением скважин наибольшее распространение получили методы удаления жидкости из скважин с подъёмом её на поверхность. В этом случае основной задачей является обеспечение скорости потока газа не менее 5 м/с на забое скважин и не более 10 м/с на устье (Лурьева, 2014). В промысловой практике удаления жидкости из газовых скважин получили применение продувки скважин в атмосферу и выкидные линии, уменьшение диаметра колонны лифтовых труб, снижение устьевых давлений и ввод вспенивающих поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Метод

Особенности геологического строения газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, таковы, что сухое газовое поле окружено подошвенными и контурными пластовыми водами. В этих условиях на одной из стадий разработки месторождения начинает проявляться водонапорный режим. При этом может происходить частичное или полное обводнение газовых скважин за счёт конденсации пароводной воды из газа и поступления воды на забой скважины из пласта. В газоконденсатных скважинах к этой жидкости добавляется углеводородный конденсат, поступающий из пласта и выпадающий из газа в стволе скважин. В начальный период разработки залежи при высоких скоростях газового потока на забое скважин и небольшом количестве жидкости она практически полностью выносится на поверхность. По мере снижения скорости потока газа на забое и увеличения расхода жидкости, поступающей на забой скважины за счёт обводнения проницаемых пропластков и увеличения объёмной конденсатонасыщенности пористой среды, не обеспечивается полный вынос жидкости из скважины, происходит накопление столба жидкости на забое. Он увеличивает противодавление на пласт, приводит к существенному снижению дебита, к прекращению притока газа из низкопроницаемых пропластков и даже к полной остановке скважины.

Предотвратить поступление жидкости в скважину можно поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит конденсации воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, недопущением прорыва конуса подошвенной воды или языка краевой воды в скважину. Кроме того, можно предотвратить поступление воды в скважину изоляцией посторонних и пластовых вод.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловых характеристик газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

Для того чтобы выбрать метод удаления жидкости из газовых скважин, необходимо было изучить механизм скопления воды и конденсата в стволе скважины, так как присутствие жидкости даже в малых количествах в продукции приводит к двухфазному потоку в насосно-компрессорных трубах.

Распределение жидкости в пристенном слое различается по направлению потока. Слой 1, который имеет толщину не более 0.5 мм, как правило, неподвижен относительно потока даже в предельном случае превышения объема газовой фазы над объемом жидкой фазы. Этот слой существенно снижает уровень гидравлических сопротивлений газожидкостного потока в трубах, как-бы «смазывая» их. Следующий слой 2 (5...14 мм) жидкости существует при режимах движения газожидкостного потока ниже предельных скоростей восходящего потока. Слой 3 наблюдается в широких пределах (10...15 мм), однако при малых скоростях восходящего потока может перейти в слой 2, который стекает на забой по внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. И, наконец, существует основной поток газа в стержневом режиме, который увлекает капельную жидкость к устью скважины и способствует ее удалению. Количество жидкости, движущейся в обратном потоке газа направлении, может достигать 25% внутреннего объема труб.

В газовой скважине даже малые количества жидкости образуют все описанные слои, которые в зависимости от скорости восходящего потока могут способствовать накоплению жидкости на забое скважины за счёт существования слоя 3, который обеспечивает стекание жидкости по стенкам скважины.

Результатом предлагаемой нами технологии (Лурьева и др., 2009) является повышение производительности обводнённых газовых скважин за счёт увеличения скорости восходящего потока газа от самого забоя.

На поверхности земли перфорируют нижние трубы колонны НКТ на длину, равную расстоянию от забоя скважины до кровли газоносного пласта. В скважину, оборудованную эксплуатационной колонной с перфорационными отверстиями на уровне продуктивного горизонта до забоя спускают колонну, состоящую в нижней части из перфорированных труб, а выше кровли продуктивного пласта – из неперфорированных труб. При этом диаметр трубы, начиная от забоя скважины, становится меньше, чем диаметр эксплуатационной колонны. Через перфорационные отверстия в колонне НКТ газ поступает в НКТ за счёт перепада давления между пластом и забоем скважины. В межколонном пространстве газ остаётся неподвижным.

Из-за постоянного диаметра колонны НКТ скорость потока газа возрастает по длине в соответствии с перепадом давления, в то время как в эксплуатационной колонне из-за большего, чем НКТ диаметра, скорость газа значительно ниже. Увеличение скорости газа на забое приводит к большей выносной способности потока газа, что исключает или замедляет скопление жидкости на забое и самозадавливание скважины. Кроме того, затрубное пространство по-прежнему можно использовать для создания циркуляции растворов глушения, освоения, ингибиторов коррозии и т.д.

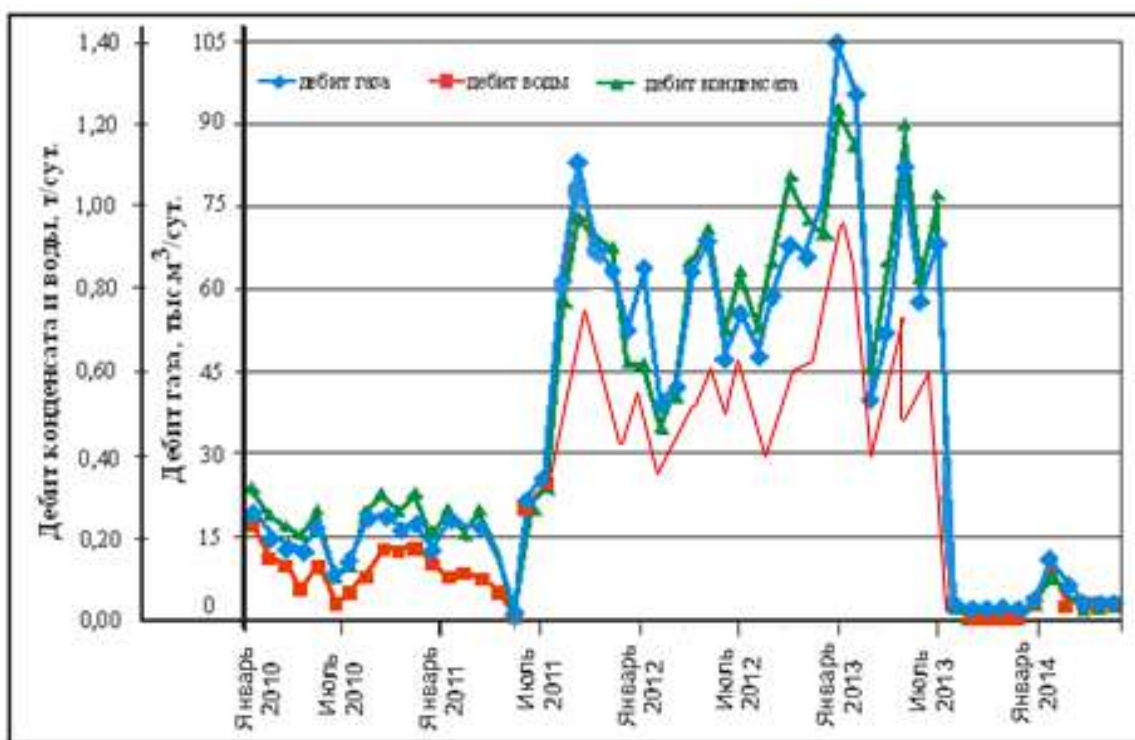
Обсуждение результатов

Промысловые испытания технологии (Лурьева, Базаров, 2009) на скважине № 211 месторождения Найып, где происходит интенсивное обводнение продукции, показали эффективность предлагаемого способа удаления жидкости из газовой скважины.

Характерно, что при проведении газодинамических исследований до и после спуска перфорированных НКТ до нижних отверстий интервала перфорации не наблюдалось заметного увеличения дебита газа и устьевых давлений при различных режимах, однако дальнейшая эксплуатация скважины позволила определить преимущества применения новой технологии для удаления жидкости за счет значительного увеличения периода между продувками.

Как видно из рисунка, через каждые 5 месяцев в течение 2016-2017 гг. скважину останавливали с целью удаления накопившейся в стволе жидкости путём продувки в атмосферу. В мае 2017 г. скважина самозадавилась и освоить её путём продувки и осушки ствола не удалось. После замены имеющихся в скважине НКТ на перфорированные в нижней части колонны трубы скважину удалось освоить с дебитом газа примерно в 1.5 раз выше, чем в период стабильной работы скважины в предыдущем году.

Далее в течение последующих четырёх месяцев дебит газа увеличился примерно в 5 раз. Это может быть связано с тем, что стабилизировалась работа скважины и проявился эффект от использования перфорированных НКТ, спущенных до нижних отверстий интервала перфорации.



Динамика дебитов газа, конденсата и воды по скважине 211 месторождения Найып

При этом дебиты конденсата и выносимой с газом воды также значительно увеличились в связи с тем, что скорость потока газа от самого башмака НКТ стала достаточной для обеспечения полного выноса жидкости из скважины. После скачкообразного роста дебитов конденсата и воды наблюдается их падение и стабилизация на определённом уровне, что говорит о том, что скважина очищена от постепенно накапливающейся и «зависающей» в потоке газа жидкости. Накопление же столба жидкости, приводящего к самозадавлению скважины, вообще не происходило, и скважина продолжала стабильно работать до июля 2019 г. Затем дебит газа начал снижаться в связи с выработанностью перфорированного пропластка продуктивного пласта.

С целью вовлечения в разработку дополнительных интервалов в декабре 2019 г. скважина была остановлена на капитальный ремонт. Колонна НКТ на уровне дополнительного интервала перфорации была оборудована стандартными (неперфорированными) трубами. Как видно из рисунка, дальнейшая эксплуатация скважины продолжается с низкими дебитами.

Выводы

Таким образом, предложенный способ эксплуатации обводненных газовых скважин позволяют эффективно удалять жидкость с забоя газовых и газоконденсатных скважин и препятствовать ее накоплению. Динамика эксплуатации скважины 211 Найып показывает эффективность предложенного способа эксплуатации, а возвращение к стандартной конструкции привело к снижению производительности скважины.

ЛИТЕРАТУРА

- Lur'yeva I.I. Gu'yular ulanylanda yüze çykýan päsgelçilikleriň önüni almak boýunça çareler. Сборник тезисов, посвященный дню науки конференции "Ylum we bilim ulgamunda innowasion tehnologiýa", 2014 с. 16-17.
- Лурьева И.И., Базаров А. Задачи исследования способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. В сб.: Наука и газовая промышленность Туркменистана (Труды Института нефти и газа, 1-й выпуск), 2009, с. 337-347.
- Лурьева И.И., Эседулаев Р., Базаров А.А. Способ эксплуатации обводнённой скважины. 2009, ОП № 447.

ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА

Агалыев С.Д., Гараев Г.Т.

Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан: ilyaluryev.edu@gmail.com

Резюме. Вопросы техники и технологии эксплуатации газовых скважин в условиях выпадения конденсата и обводнения требуют постоянного совершенствования. Результатом предлагаемой нами технологии является повышение производительности обводнённых газовых скважин за счёт увеличения скорости восходящего потока газа от самого забоя. Эффект уменьшения диаметра подъемных труб и увеличение скорости газожидкостного потока на забое достигается за счет спуска перфорированных в нижней части колонны насосно-компрессорных труб до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. Приведены результаты промысловых испытаний. Выявлены критерии применимости предлагаемой технологии.

Ключевые слова: газовая скважина, технология удаления жидкости, перфорированные насосно-компрессорные трубы

ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ПОРОДЕ С УМЕНЬШЕНИЕМ ПОРИСТОСТИ

Гулиев И.С.¹, Мирзоева Д.Р.², Расулов М.А.³

¹Президиум НАНА

²Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан,
Институт геологии и геофизики: dilazer@yandex.ru

³Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан,
Институт нефти и газа: mresulov@gmail.com

NUMERICAL METHOD FOR INVESTIGATING PORE PRESSURE BEHAVIOUR WITH POROSITY REDUCTION

Guliyev I.S.¹, Mirzoyeva D.R.², Rasulov M.A.³

¹Presidium of ANAS

²Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Geology and Geophysics: dilazer@yandex.ru

³Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas: mresulov@gmail.com

Keywords: Stefan problem, pore pressure, compaction processes, Landau change

Summary. The effects of the assumption of linearity in solving the problem with a moving boundary, which describes the one-dimensional flow of groundwater in compacted sedimentary basins, are studied numerically.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Известно, что процессы уплотнения приводят к падению свободной пористости с ростом глубины от поверхности пород вплоть до средней и нижней коры и прогрессивному обезвоживанию земной коры в течение истории роста мощности осадочного слоя (Audet, Fowler, 1992; Bethke, Corbet, 1988; Суетнова, 2010; Seung Hyun Kim, 2014). Численным методом изучается вопрос влияния снижения пористости на гидрологические характеристики земной коры.

Изучаются эффекты предположения о линейности при решении задачи с подвижной границей, которая описывает одномерное течение подземных вод в уплотняющихся осадочных бассейнах. Нахождение аналитического решения линейной задачи, в которой удельный запас и гидропроводимость не меняются, представляет затруднение из-за наличия неизвестной величины, а также подвижной границы. Это решение нужно применять к геологическим проблемам с осторожностью из-за последствий допущения того, что конкретный запас постоянен в диапазоне напряжений, типичных для осадочных бассейнов.

В данной работе предлагается эффективный алгоритм для решения линейной задачи.

Обозначим через $D_{T,l(t)}$ область, которая имитирует часть породы, где происходит процесс уплотнения. Для определённости ось oz направим вниз от уровня моря, как показано на рисунке.

$$D_{T,l(t)} = \{(t, z) | 0 \leq t < T, 0 \leq z \leq l(t)\}; D_{T,l(t)} = [0, T] \times [0, l(t)].$$

Здесь $l(t)$ – нижняя граница области, которая подлежит определению вместе с решением.

В $D_{T,l(t)}$ рассмотрим задачу:

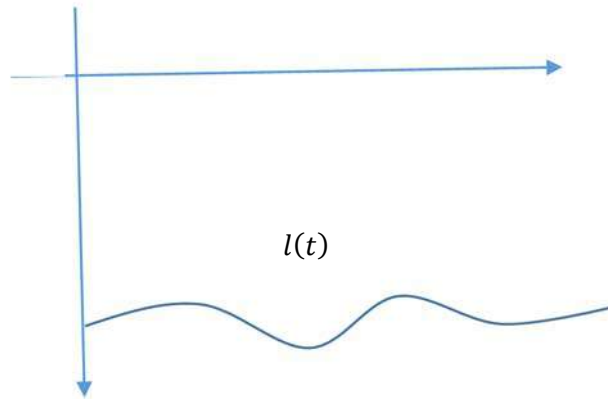
$$\frac{1}{C} \frac{\partial p(t, z)}{\partial t} = \frac{\partial^2 p(t, z)}{\partial z^2} + \frac{1}{K} \frac{\partial K}{\partial z} \frac{\partial p(t, z)}{\partial z} + \frac{\mu}{K} \frac{\partial \varphi}{\partial t}, \quad (1)$$

$$p(z, 0) = p_0(z), \tag{2}$$

$$p(0, t) = p_1(t), \tag{3}$$

$$\frac{\partial p(l(t), t)}{\partial z} = 0. \tag{4}$$

Здесь $C = \frac{K}{\mu\varphi(\beta_\varphi - \beta_k)}$, $\varphi = \varphi_0 e^{-\alpha z}$, $K = K_0 \left(\frac{\varphi^n - \varphi_c^n}{\varphi_0^n - \varphi_c^n} \right)$, K_0, φ_0 – начальные значения проницаемости и пористости, φ_c – критическая пористость для сквозного потока. Ясно, что при $\varphi = \varphi_0$, $K = K_0$, и при $\varphi = \varphi_c$, $K = 0$.



Для нахождения неизвестного $l(t)$ предлагаются два варианта: кинематическое условие без привлечения уравнения (1):

$$\frac{dl(t)}{dt} = k \frac{\partial u(t, x)}{\partial x} \Big|_{x=l(t)}, \tag{5}$$

$$l(0) = H, \tag{6}$$

и условие, которое привлекает уравнение (1) в виде

$$\frac{dl(t)}{dt} = -\omega^2 \frac{\partial}{\partial x} \ln \frac{\partial^2 p(t, x)}{\partial x^2} \Big|_{x=l(t)} - \frac{1}{\frac{\partial^2 p(z, t)}{\partial z^2}} \times$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{1}{K} \frac{\partial K}{\partial z} \frac{\partial p(t, z)}{\partial z} + \frac{\mu}{K} \frac{\partial \varphi}{\partial t} \right] \Big|_{x=l(t)}, \tag{7}$$

$$l(0) = H, \tag{8}$$

здесь k называется коэффициентом Стефана.

С целью создания эффективных численных методов сначала рассмотрим случай, когда значения проницаемости и пористости постоянны. В этом случае уравнение (1) примет вид:

$$\frac{1}{C} \frac{\partial p(t, z)}{\partial t} = \frac{\partial^2 p(t, z)}{\partial z^2}. \tag{9}$$

Начальное и граничные условия для (9) будут (2)-(4), а для нахождения $l(t)$ используем уравнение (5).

Численный Алгоритм

Наличие подвижной границы области затрудняет аппроксимирование производной по времени. Для того чтобы избежать этого затруднения, с помощью замены $x = \frac{z}{l(t)}$ выправляем границы (Seung Hyun Kim, 2014). Тогда $D_{T,l(t)}$ превращается в прямоугольную область $D_{T,x} = \{(t, y) | 0 \leq t < T, 0 \leq$

$x \leq 1$ }, где мы можем создать прямоугольную сетку $\Omega_{v,h} = \{(t_v, x_j) | t_v = v\Delta t, v = 0, 1, 2, \dots; x_j = jh, j = 0, 1, 2, \dots, N\}$ и аппроксимировать задачу (9), (2)-(4) разностями. Δt и h – шаги сетки по времени и по координате.

Если мы будем следовать по линиям $x = x_j$ и продифференцируем по времени t , мы получим следующее выражение:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_j = \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_j \frac{dx}{dt} \Big|_j + \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_x. \tag{10}$$

В точке x_j для $\frac{dx}{dt}$ имеем

$$\frac{dx_j}{dt} = \frac{-x_j}{l(t)} \frac{dl(t)}{dt}. \tag{11}$$

Подставив (11) в (10) получаем

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_j = \frac{-x_j}{l(t)} \frac{dl(t)}{dt} \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_j + \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_x.$$

Тогда (9) примет вид

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{x_j}{l(t)} \frac{dl(t)}{dt} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{l^2(t)} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, 0 < x < 1, t > 0 \tag{12}$$

К уравнению добавим следующие условия

$$p(0, x) = 0, p(t, 0) = U, p(t, 1) = 0. \tag{13}$$

Неизвестная граница $l(t)$ определяется из:

$$\frac{dl(t)}{dt} = -k \left. \frac{\partial p(t, x)}{\partial x} \right|_{x=1}, l(0) = H. \tag{14}$$

Для задач (12)-(14) в узлах (x_j^v, t_v) выписывается следующая разностная схема:

$$P_j^{v+1} = P_j^v + \frac{x_j^v \dot{L}_m}{2hL_m} (P_{j+1}^v - P_{j-1}^v) + \frac{\Delta t}{L_m^2(h)^2} (P_{j+1}^v - 2P_j^v + P_{j-1}^v), \tag{15}$$

$$P_j^0 = 0, P_0^v = P, P_j^v = 0, \tag{16}$$

$$L_{m+1} = L_m - \frac{k\Delta t}{2h} (3P_N^m - 4P_{N-1}^m + P_{N-2}^m), \tag{17}$$

$$L_0 = H. \tag{18}$$

Как видно из (15) и (17), разностная схема имеет порядок точности $O(\Delta t + h^2)$, а счет проводится сначала по (17), (18), а потом по (15), (16).

Выводы

– Для создания эффективной разностной схемы сначала область с подвижной границей, которая имитирует часть породы, где происходит процесс уплотнения, переводится к области с жесткой границей, где удобно строить равномерную сетку.

– Предложена экономичная и простая разностная схема с порядком точности $O(\Delta t + h^2)$ для изучения поведения давления в процессе уплотнения пористости с ростом глубины от поверхности пород.

ЛИТЕРАТУРА

Audet D.M., Fowler A.C. A mathematical model for compaction in sedimentary basins. *Geophys. J. Int.*, Vol. 110, 1992, pp. 577-590.
 Bethke C.M. and Corbet T.F. Linear and Nonlinear Solutions for One-Dimensional Compaction Flow in Sedimentary Basins. *Water Resources Research*, Vol. 24, No. 3, 1988, pp. 461-467.
 Seung Hyun Kim. Two Simple Numerical Methods for the Free Boundary in One-Phase Stefan Problem. *Hindawi Publishing Corporation Journal of Applied Mathematics*, Volume 2014, Article ID 764532, 10 pages, <http://dx.doi.org/10.1155/764532>.
 Суетнова Е. И. Влияние флюидодинамических и реологических свойств осадков на процесс вязкоупругого уплотнения при различных скоростях осадконакопления. *Физика Земли*, No. 6, 2010, с. 72-79.

**ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ
В ПОРОДЕ С УМЕНЬШЕНИЕМ ПОРИСТОСТИ**

Гулиев И.С.¹, Мирзоева Д.Р.², Расулов М.А.³

¹Президиум НАНА

²Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан, Институт геологии и геофизики: dilazer@yandex.ru

³Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан, Институт нефти и газа: mresulov@gmail.com

Резюме. Численным методом изучаются эффекты предположения о линейности при решении задачи с подвижной границей, которая описывает одномерное течение подземных вод в уплотняющихся осадочных бассейнах.

Ключевые слова: задача Стефана, поровое давление, процессы уплотнения, замена Ландау

МАГМАТИЧЕСКИЕ И ОСАДОЧНЫЕ ВУЛКАНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГАЗОВ

Фейзуллаев А.А.

Министерство науки и образования Республики Азербайджан,
Институт геологии и геофизики: fakper@gmail.com

IGNEOUS AND SEDIMENTARY VOLCANIC SYSTEMS: COMPARATIVE ANALYSIS OF THE ISOTOPIC COMPOSITION OF GASES

Feyzullayev A.A.

Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Geology and Geophysics: fakper@gmail.com

Keywords: igneous/hydrothermal and sedimentary volcanic systems, gas, isotopic composition, comparative genetic analysis

Summary. The purpose of the study was to assess the nature of the gases of various volcanic systems using known genetic criteria developed by many years of research by a number of scientists around the world. A comprehensive processed and analyses of the collected large amount of literature data and the author's own research results made the following main conclusions:

– the isotope composition (IC) of CO₂ and argon (⁴⁰Ar/³⁶Ar) in igneous volcanoes varies within very narrow limits, in comparison with sedimentary volcanoes. However, the use of these parameters as an unambiguous genetic criterion is not possible;

– more objective genetic indicators are: helium isotope ratio (R/Ra) and IC of hydrocarbon (HC) gases. According to these parameters, the HC gases of the considered volcanic systems have different genetic sources: a) abiogenic in igneous and carbonic sedimentary volcanic systems; b) predominantly abiogenic-biogenic - in the hydrothermal system; c) biogenic - in methane sedimentary volcanoes;

– amount of abiogenic methane in the gas of the igneous volcanic system is about 1% on average.

The results are of interest in connection with the discussion about the genesis of commercial accumulations of HCs in the sedimentary strata of the earth's crust.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Проявления вулканизма представляют собой один из наиболее характерных и важных геологических процессов, имеющих огромное значение в истории развития и формирования земной коры. В мировой практике понятие вулкан долгое время ассоциировалось с эффузивными геологическими образованиями – вулканическими постройками /возвышенностями с кратером на вершине, сформировавшимися при извержениях на поверхность раскалённых и горячих продуктов мантии в газообразном, жидком и твёрдом состоянии. Однако в последние десятилетия к понятию вулкан стали относить и грязевые вулканы, которые более правильно было бы называть осадочными вулканами (ОВ). Зону же сочленения магматического вулканизма с осадочной толщей можно характеризовать как гидротермальная система, или, возможно, как подсистема.

Установлено *сходство* в пространственном распределении магматических и осадочных вулканов: абсолютное большинство обоих типов вулканов приурочено к границам литосферных плит, к зонам их конвергенции и особенно субдукции (Le Pichon et al., 1990 Guliyev, Feyzullayev, 1997; Dimitrov, 2002; Kopf, 2002; Joseph et al., 2011; Menapase, 2017).

Основные *отличительные* особенности магматических и осадочных вулканов заключаются в их: генетической сущности, вещественном составе, свойствах и температуре продуктов их деятельности. Они существенно отличаются друг от друга по составу выносимых на поверхность флюидов.

Целью данной статьи является сравнение природы газов различных вулканических систем. Данная задача была решена на основе сбора, обобщения и анализа большого объема опубликованных дан-

ных по изотопно-геохимическому составу газов магматических и осадочных вулканов различных бассейнов мира, включая результаты многолетних исследований с участием автора. Сравнительный анализ газов вулканов выполнялся с использованием известных генетических критериев, разработанных многолетними исследованиями целого ряда ученых мира (Lorenson and Kvenvolden, 1993; Dai et al., 2008; Prinzhofer, 2013; Isotope Geochemistry, 2014; Jackson et al., 2020 и др.).

Результаты и их обсуждение

Доля метана в газе магматической/гидротермальной системы изменяется от 0.01% до 7.7%, причем почти в 80% случаях содержание его менее 0.2% (рис. 1), составляя в среднем около 1.1%. Это косвенно означает, что масштабы образования метана глубже осадочной толщи незначительны, что генетически подтверждается гистограммой распределения значений ИСУ метана различных вулканических систем (рис. 2).

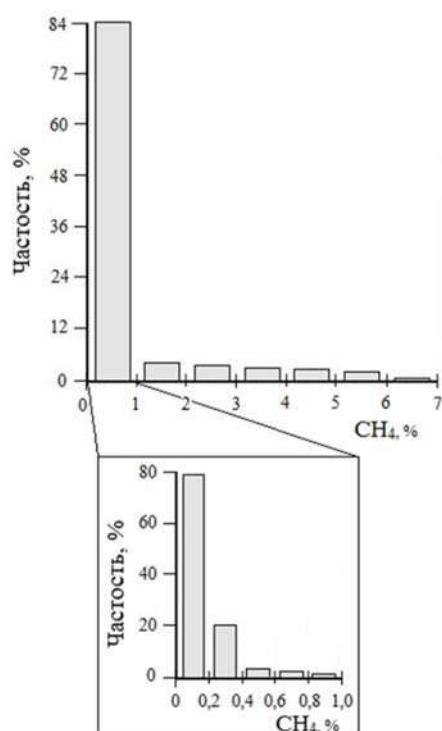


Рис. 1. Гистограммы распределения значений содержания метана в газах магматической/гидротермальной системы

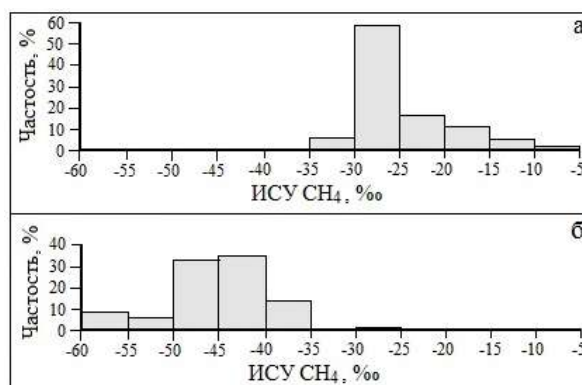


Рис. 2. Гистограммы распределения значений ИСУ метана в газах различных вулканических систем: а - магматической/гидротермальной системы; б - газы осадочных вулканов

Существенная генетическая дифференциация углеводородных (УВ) газов различных вулканических систем наблюдается и при рассмотрении зависимости между ИСУ метана и этана (рис. 3а), а также ИСУ метана и разницей между ИСУ метана и этана (рис. 3б).

Значения ИСУ CO_2 и отношения $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ магматической / гидротермальной системы изменяются в значительно более узких пределах в сравнении с осадочными вулканами. Однако генетическая идентификация различных вулканических систем по этим параметрам неоднозначна в сравнении с ИСУ метана. Важно также отметить, что осадочные вулканы с углекислым газовым составом приурочиваются к полю газов магматической / гидротермальной системы.

Результаты сравнительного анализа ИСУ углеродсодержащих газов и изотопного отношения изотопов гелия ($^3\text{He}/^4\text{He}$) широко используемого, как кратное современному его значению в атмосфере (R/Ra) (Anderson, 2000), показали, что значения R/Ra в осадочных вулканах метана не превышают 1, причем почти в 90% случаев равны менее 0.2 (рис. 4).

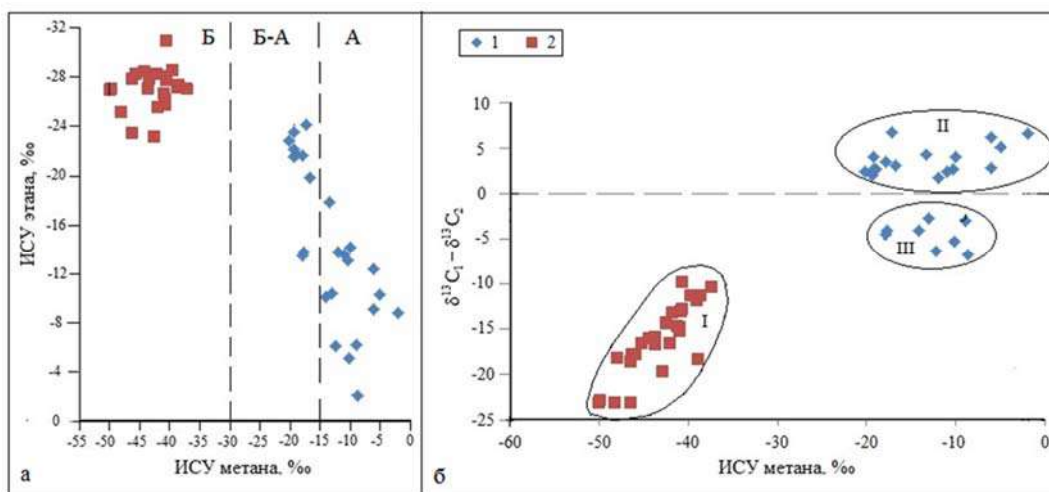


Рис. 3. Графики зависимости между (а): ИСУ метана и этана 1-магматический; 2-осадочные вулканы: А – абиогенные; Б – биогенные; Б-А – биогенно-абиогенные газы; (б) между ИСУ метана и разницей между ИСУ метана и этана: II, III - магматическая/гидротермальная и I - осадочная системы

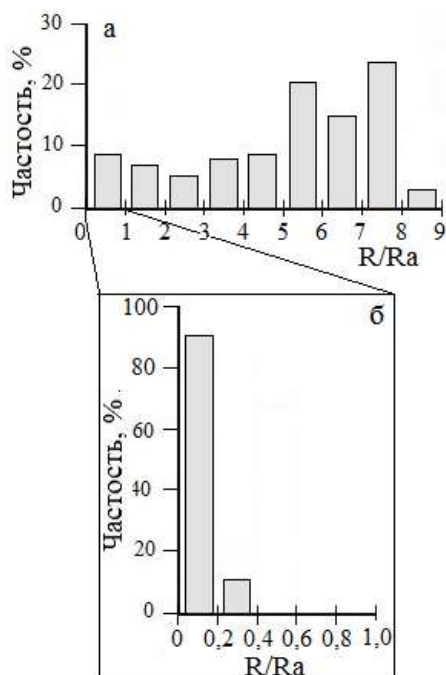


Рис. 4. Гистограммы распределения значений (R/Ra) в газах магматических/гидротермальных систем и осадочных вулканов

Выводы

Выполненный сравнительный анализ изотопно-геохимического состава газов магматической / гидротермальной и осадочной вулканических систем позволяет сделать вывод, что генетический источник УВ газов этих двух вулканических систем имеют различную природу:

а) абиогенную в магматической и осадочной (с углекислым составом газа) вулканических системах;

б) абиогенно-биоогенную – в гидротермальной системе;

в) биоогенную (термогенно-микробиальную) – в осадочных вулканах с метановым составом газа.

Этот вывод с учетом низкого (в среднем около 1%) содержания абиогенного метана в газе магматической/гидротермальной вулканической системы представляет интерес в связи с дискуссией о генезисе промышленных скоплений УВ в осадочной толще земной коры.

ЛИТЕРАТУРА

- Anderson D.L. The statistics and distribution of helium in the mantle. *Int. Geology Rev.*, 42, 2000, pp. 289-311.
- Dai J., Caineng, Zou, Shuichang, Zhang et al. Discrimination of abiogenic and biogenic alkane gases. *Sci. China Earth Sci.*, Vol. 51 (12), 2008, pp. 1737-1749.
- Dimitrov L.I. Mud volcanoes - the most important pathway for degassing deeply buried sediments. *Earth-Sci. Rev.*, Vol. 59, 2002, pp. 49-76.
- Guliyev I.S., Feizullayev A.A. All about Mud Volcanoes. Nafta Press. Baku, Azerbaijan, 1997, 52 pp.
- Isotope Geochemistry (Second Edition). Chapter 12. Noble Gas Geochemistry, 2014, pp. 427-460.
- Jackson R.B., Saunois M., Bousquet P. et al. Increasing anthropogenic methane emissions arise equally from agricultural and fossil fuel sources. *Environ. Res. Lett.*, Vol. 15(7), 2020, pp. 1-7.
- Joseph E.P., Fournier N., Lindsay J.M., Fischer T.P. Gas and water geochemistry of geothermal systems in Dominica, Lesser Antilles island arc. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 206, 2011, pp. 1-14.
- Kopf A.J. Significance of mud volcanism. *Rev. Geophys.*, Vol. 40, 2002, 1-51.
- Le Pichon X., Foucher J.P., Boulègue J. et al. Mud volcano field seaward of the Barbados accretionary complex: A submersible survey. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, Vol. 95 (B6), 1990, pp. 8931-8943.
- Lorenson T.D., Kvenvolden K.A. A comparison of hydrocarbon gases from natural sources in the Northwestern United States. In: Howell, D.G. (Ed.) *The Future of Energy Gases*. U.S. Geological Survey Professional Paper, 1570, 1993, pp. 453-470.
- Menapace W. Mud volcanic episodicity: Subduction zone water budget, long-term monitoring and laboratory case studies. Dissertation. Universität Bremen. 2017.
- Prinzhofer A. Noble Gases in Oil and Gas Accumulations. In: Burnard, P. (eds) *The Noble Gases as Geochemical Tracers*. Advances in Isotope Geochemistry. Springer. Berlin, Heidelberg. 2013, pp. 225-247.

МАГМАТИЧЕСКИЕ И ОСАДОЧНЫЕ ВУЛКАНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГАЗОВ

Фейзуллаев А.А.

Министерство науки и образования Республики Азербайджан, Институт геологии и геофизики: fakper@gmail.com

Резюме. Цель выполненного исследования – оценка природы газов различных вулканических систем с использованием известных генетических критериев, разработанных многолетними исследованиями целого ряда ученых мира. В результате комплексного анализа собранного и обработанного большого объема литературных данных и собственных исследований автора сделаны следующие основные выводы:

– изотопный состав (ИСУ) CO₂ и аргона (⁴⁰Ar/³⁶Ar) в магматических вулканах в сравнении с осадочными вулканами изменяется в очень узких пределах. Тем не менее использование этих параметров в качестве однозначного генетического критерия не представляется возможным.

На основании изотопного отношения гелия (R/Ra) и ИСУ углеводородных (УВ) газов сделано заключение о различии генетических источников УВ газов рассмотренных вулканических систем: а) *абиогенный* – в магматической и углекислой осадочной вулканических системах;

б) преимущественно *абиогенно-биоогенный* – в гидротермальной системе;

в) *биоогенный* – в метановых осадочных вулканах; доля абиогенного метана в газе магматической вулканической системы составляет в среднем около 1%.

Результаты представляют интерес в связи с дискуссией о генезисе промышленных скоплений УВ в осадочной толще земной коры.

Ключевые слова: магматические и осадочные вулканические системы, газ, изотопный состав, сравнительный генетический анализ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ

Гелдимуратов А.Г.¹, Лурьева И.И.², Ишангулыев Г.А.¹, Лурьев И.В.¹

¹Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан

²Научно-исследовательский институт природного газа при ГК «Туркменгаз»,
Ашхабад, Туркменистан

TECHNOLOGICAL BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS IN A COMBINED MODE

Geldimuradov A.G.¹, Luryeva I.I.², Ishangulyyev G.A.¹, Luryev I.V.¹

¹Yagshygeldi Kakayev International Oil and Gas University, Ashgabat, Turkmenistan: ilyaluryev.edu@gmail.com

²Scientific-research Institute of Natural Gas under SC "Turkmengas", Ashgabat, Turkmenistan

Keywords: gas deposit, water drive mode, combined mode

Summary. The combined operation mode of deposits allows combining the advantages of gas and water-driven modes. This is an artificial mode that makes it possible to control the development of a field in a water-driven mode with an increase in the final gas recovery coefficient by preventing selective flooding of the drained zone of the field. A technology for creating a combined regime in a flooded gas reservoir is proposed, the physicochemical foundations of the process are investigated, and criteria for the applicability of the technology are identified. An algorithm for calculating the technological indicators of the development of a gas deposit in a combined mode has been compiled. According to the proposed algorithm, in a one-dimensional setting, the processes that can occur during the development of a gas deposit were modelled, according to the characteristics of the productive reservoir, water system, as well as the composition and properties of gas and water, similar to a real field.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Сама природа формирования газовой залежи за счет напора краевых или подошвенных пластовых подразумевает проявление водонапорного режима на любой стадии разработки. Этот процесс зависит от многих факторов: размеров и активности водонапорного бассейна, фазовых проницаемостей для газа и воды, темпов отбора газа и т.д. После начала внедрения пластовой воды в газовую залежь управлять процессом обводнения только регулируя дебиты скважин практически невозможно. Обводнение скважин приводит к быстрому сокращению эксплуатационного фонда, большому количеству добываемой высокоминерализованной воды и, как следствие, к низким коэффициентам газоотдачи.

В то же время, у водонапорного режима есть неоспоримое преимущество – поддержание пластового давления за счет замещения газа водой. Искусственно создаваемый комбинированный режим позволяет использовать преимущества водонапорного режима и нивелировать его недостатки за счет предотвращения избирательного обводнения дренируемой части газовой залежи.

Метод

Сущность технологии организации комбинированного режима (Лурьева и др., 1996) заключается в следующем. Часть добывающих скважин временно переводят в нагнетательные для закачки химреагента, формируют зону с поровой насыщенностью, обеспечивающей неподвижность химреагента в этой зоне. Химреагент при контакте с пластовой водой образует нерастворимый осадок, препятствующий дальнейшему продвижению пластовой воды в газовую залежь. В качестве химреагента используют 10 %-ный раствор гипана (гидролизированный полиакрилонитрил).

Рассмотрим круговую газовую залежь:

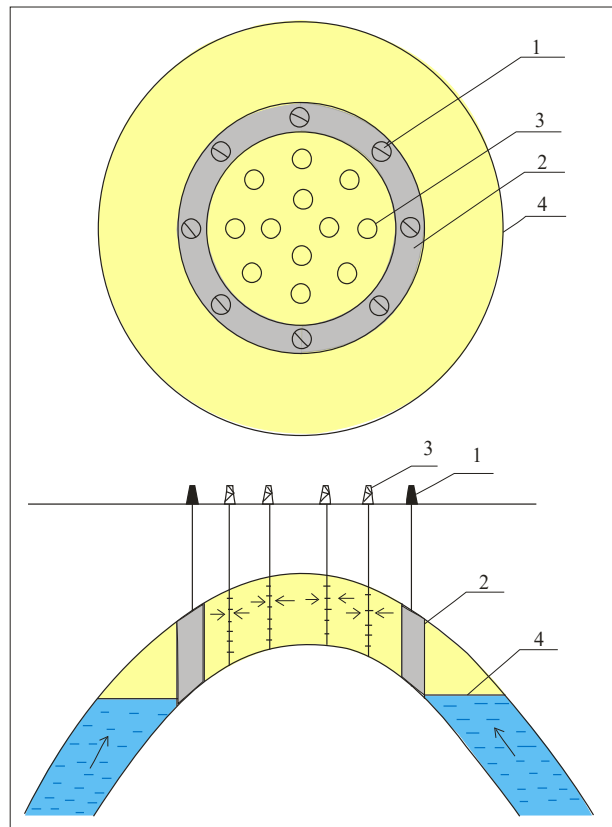


Схема осуществления технологии для создания комбинированного режима: 1 – нагнетательные скважины; 2 – загряздающая зона с химреагентом; 3 – добывающие скважины; 4 – начальный ГВК

В начальный период осуществляется отбор газа через добывающие скважины 1 и 3. В процессе разработки месторождения изменяется начальное положение газовой воды контакта 4. При появлении признаков избирательного обводнения залежи по пьезометрическим скважинам определяют начало внедрения пластовой воды, после чего приступают к образованию загряздающей зоны 2 шириной 0.1 км. Для этого скважины 1 наружного ряда, расположенные по окружности, временно переводят в нагнетательные и с их помощью закачивают 10 %-ный раствор гипана. Раствор закачивают до насыщенности порового пространства, обеспечивающей его неподвижность в зоне закачки.

Нагнетаемый раствор начинает передвигаться по направлениям, определённым зонами пониженного давления и путями наименьшего сопротивления. Зонами пониженного давления являются забои эксплуатирующихся скважин. Поэтому нами рекомендуется нагнетать гипан последовательно по скважинам, предназначенным для закачки химического реагента, с целью создания непрерывного кольца из химического реагента.

Пути наименьшего сопротивления создаются условиями самого пласта и явлениями, сопровождающими движение химического реагента. Для образования пути наименьшего сопротивления нами предлагается применять горизонтальное бурение скважин, предназначенных для нагнетания химического реагента.

Наиболее удовлетворяющим условием для образования эффективного физико-химического барьера на пути движения краевых вод является батарейное размещение скважин, предназначенных для нагнетания химического реагента.

Выбор нагнетательных скважин производится, исходя из следующих требований:

- вскрытие скважиной только данного эксплуатационного объекта при надёжной изоляции всех вышележащих проницаемых коллекторов;
- герметичность крепления скважины (колонна, цементное кольцо), устраняющая возможность утечек и потерь химического реагента;
- отсутствие загрязнённости призабойной зоны скважины, не поддающейся легкой очистке;
- расстояние нагнетательных скважин друг от друга – не более 250-400 м.

Нагнетание начинают с небольших объёмов газа. Химический реагент подается в скважину порциями (попеременно с газом). При этом давление нагнетания следует создавать выше пластового давления не более чем на 10-15 %.

Действие заграждающей зоны 2 начинается при её контакте с внедряющейся пластовой водой, так как образующийся при этом продукт коагуляции, являясь нерастворимым в воде, перекрывает поры и микротрещины пласта, что препятствует дальнейшему продвижению пластовой воды в залежь и сохраняет скважины 3 в "сухой" зоне. В результате химической реакции между гипаном и ионами кальция в пластовой воде, образуется гель концентрацией q и создаются условия для осуществления комбинированного режима эксплуатации газовой залежи, так как искусственный гелевый барьер препятствует дальнейшему поступлению в залежь пластовой воды. Таким образом, разработка газовой залежи будет продолжаться при газовом режиме, а не при водонапорном.

Преимуществом этой технологии является возможность нагнетания химического реагента заранее, на наиболее опасных направлениях внедрения воды, не определяя текущее положение газовой залежи, возможность эксплуатировать нагнетательные скважины как добывающие и после закачки химического реагента.

При использовании предлагаемой технологии разработки методика прогнозирования показателей сводится к следующему алгоритму:

- расчёт показателей разработки при газовом режиме до начала проявления водонапорного режима под действием естественного начального градиента давления;
- расчёт показателей разработки при водонапорном режиме;
- расчёт параметров образования барьера для пластовой воды (объём закачиваемого в пласт раствора гипана, скорость его фильтрации, распределение концентрации гипана в пласте, скорость фронта сорбции гипана, ширина образующегося физико-химического барьера, изменение концентрации ионов поливалентных металлов в пластовой воде, динамика концентрации геля во времени и т.д.);
- расчёт показателей разработки при газовом режиме после искусственного прекращения влияния водонапорного режима, то есть после остановки внедрения пластовой воды на контакте с раствором гипана.

Наибольший интерес представляет расчёт параметров образования искусственного физико-химического барьера. Моделирование происходящих при этом процессов в одномерной постановке осуществляется на основе решения системы (1)-(3):

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial c}{\partial t} + u \frac{\partial c}{\partial x} = 0; \quad (1)$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} = KC^n, n \geq 0, \quad (2)$$

где q – концентрация вещества, получающегося в результате химической реакции; t – время; C – концентрация вещества, растворённого в пластовой воде (ионов кальция); u – скорость фильтрации пластовой воды; K – константа скорости химической реакции.

Начальные и граничные условия системы (1)-(2):

$$C(x, 0) = 0; \quad q(x, 0) = 0; \quad C(0, t) = C_0, \quad (3)$$

то есть в начальный момент времени $t=0$ в полупространстве $x>0$ пластовой воды нет, а на границе $x=0$ концентрация ионов кальция равна C_0 .

Обсуждение результатов

По предложенному алгоритму в одномерной постановке были смоделированы процессы, которые могут происходить при разработке газовой залежи по характеристикам продуктивного пласта, водонапорной системы, а также составу и свойствам газа и воды, сходной с месторождением Учаджи (Лурьева, 2014), при водонапорном (ВНР) и комбинированном (КР) режимах эксплуатации.

Для создания в пласте барьера из 10% раствора гипана, шириной 100 м потребуется 6.9 млн. м³ раствора, который необходимо нагнетать в пласт в течение 31 суток. При контакте ионов кальция в пластовой воде с раствором гипана за 37 суток образуется гелевый барьер. За это время концентрация геля достигнет максимального значения 19.5%, а концентрация ионов кальция в зоне контакта будет

стремиться к нулю. Завышенная ширина химически активной гипановой зоны обеспечит также повторное образование гелевого барьера в случае прорыва его под напором пластовых вод на предыдущем месте контакта. Следовательно, можно утверждать, что после создания гелевого барьера до конца рассматриваемого периода разработки месторождения, подобного Учаджи, при КР не будет наблюдаться внедрение пластовых вод.

Выводы

Сравнение прогнозных показателей при ВНР и КР доказывает преимущества искусственно созданного режима. При комбинированном режиме сохраняется максимальное количество эксплуатационных скважин, накопленная добыча газа выше на 5.51 млрд. м³, чем при ВНР. Суммарное количество внедрившейся пластовой воды при КР на 20.6 млн.м³ меньше, чем при ВНР.

Эти факторы способствуют увеличению коэффициента конечной газоотдачи при КР за счёт предотвращения избирательного обводнения залежи и отсутствия заземленных целиков газа в обводнённой части пласта. При этом также снижаются затраты на эксплуатацию обводнённых скважин, утилизацию пластовых вод и не нарушается экологический баланс в окружающей среде (Лурьева, 2015).

Предложенные технологию регулирования обводнения продуктивного горизонта пластовыми водами с помощью создания комбинированного режима, вычислительную модель и методику подготовки исходных данных можно использовать для подобных газовых месторождений. Основным критерием применимости является отсутствие в газе сероводорода и конденсата, зон с резко выраженной неоднородностью по проницаемости, а также наличие в качестве фактора, осложняющего процесс разработки, только активного проявления водонапорного режима.

ЛИТЕРАТУРА

- Лурьева И.И. Современные методы регулирования обводнения газовых месторождений. Efektivni nástroje modernich věd-2014. Díl 33, Technické vědy. Publishing House "Education and Science" s.r.o. Praha, 2014, с. 3-8.
- Лурьева И.И. Способы снижения техногенного воздействия разработки газовых месторождений на окружающую среду. Анализ, прогноз и управление природными рисками в современном мире: материалы 9-й Международной научно-практической конференции «ГЕОРИСК-2015» (14-15 октября 2015 г.): в 2 т. Т.2 2015, с. 240-245.
- Лурьева И.И., Мурадов А.Н., Эседулаев Р., Аннамухамедов Д. Способ разработки газового месторождения при водонапорном режиме. 1996. Патент РФ № 2070281.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ

Гелдимуратов А.Г.¹, Лурьева И.И.², Ишангулыев Г.А.¹, Лурьев И.В.¹

¹Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан

²Научно-исследовательский институт природного газа при ГК «Туркменгаз», Ашхабад, Туркменистан

Резюме. Комбинированный режим эксплуатации залежей позволяет сочетать преимущества газового и водонапорного режимов. Это искусственный режим, который дает возможность регулирования разработки месторождения при водонапорном режиме с повышением коэффициента конечной газоотдачи за счёт предотвращения избирательного обводнения дренируемой зоны месторождения. Предложена технология создания комбинированного режима в обводнённой газовой залежи, исследованы физико-химические основы процесса, выявлены критерии применимости технологии. Составлен алгоритм расчета технологических показателей разработки газовой залежи при комбинированном режиме. По предложенному алгоритму в одномерной постановке были смоделированы процессы, которые могут происходить при разработке газовой залежи, по характеристикам продуктивного пласта, водонапорной системы, а также составу и свойствам газа и воды, сходным с реальным месторождением.

Ключевые слова: газовая залежь, водонапорный режим, комбинированный режим

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧАРДЖОУСКОЙ СТУПЕНИ

Каршиев А.О., Акрамова Н.М.
ГУ «ИГИРНИГМ»: igirnigm@ing.uz

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL PREREQUISITES FOR OIL AND GAS CONTENT OF THE JURASSIC TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE CHARJOW STAGE

Karshiev A.O., Akramova N.M.

JSC "Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields": igirnigm@ing.uz

Keywords: horizon, HC,
reservoir, gas, bitumoid

Summary. The results of geochemical study of scattered organic matter, bitumoids and gases of Lower Middle Jurassic terrigenous deposits, where rocks with high content of Corg and bitumoids are found, are presented. From the standpoint of the results of geochemical studies and according to the degree of catagenetic transformation of rocks, the most perspective areas were identified for the search of mainly HC deposits in Jurassic rocks. The existence of oil and gas source stratum in the Jurassic rock complex under study, as well as the degree of catagenetic transformation of the organic matter contained in them, suggest the possibility of discovering new accumulations of oil and gas in the presence of reservoir rocks and traps for HC reservoirs.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Юрская терригенная толща Бухаро-Хивинского региона (БХР) по сравнению с карбонатными отложениями опосредована гораздо в меньшей степени. Однако промышленные признаки газа, обнаруженные в северо-западной части Чарджоуской ступени (Кандымское и Кульбешкакское поднятие), указывают на необходимость более тщательного геохимического исследования и определения критериев нефтегазоносности в юго-восточных (Денгизкульское, Испанлы-Чандырское и Култаское поднятие) частях ступени (рис. 1). Именно здесь, в отложениях терригенной формации юры, помимо обнаруженных скоплений УВ промышленного и непромышленного значения, зафиксированы многочисленные нефтегазобитумопроявления, наблюдавшиеся в процессе бурения и испытания скважин.

Положительная оценка перспектив нефтегазоносности БХР по геохимическим данным впервые была дана А.М. Акрамходжаевым, А.К. Каримовым, Х.Б. Авазатовым, М.И. Кушнир, С. Рамазановым и др. В процессе изучения рассеянного органического вещества (РОВ) мезозойских отложений БХР ими было отмечено распространение в разрезе терригенной формации юрского возраста высококачественных материнских пород (Акрамходжаев, 1982; Бабаев и др., 1977; Каримов, 1974; Кушнир, Асланова, 1985; Рамазанов и др., 2001). Перерождение их в производящие породы произошло в меловой период и сопровождалось эмиграцией очень крупных объемов преимущественно газообразных УВ. Основанием для подобного заключения послужил гумусовый состав исходного ОВ терригенной толщи.

Настоящая работа является продолжением многолетних аналитических исследований геохимических характеристик газов и рассеянного органического вещества (ОВ), проводимых в лаборатории «Геохимии рассеянного органического вещества».

Методы исследования. Работа выполнялась на базе государственного учреждения в Институте геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ГУ ИГИРНИГМ): определение содержания органического углерода (Corg), хлороформного битумоида (ХБА), молекулярно-структурный состав битумоидов (ИК-спектры) и химический состав газов. При интерпретации использованы общепринятые методы геохимического исследования рассеянного органического вещества пород и битумоидов применительно к основным задачам нефтегазопромысловых работ, а также опубликованные и фондовые материалы геохимических исследований, проведенных ранее сотрудниками ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГИРНИГМ и др.

Тангидувальская свита представлена мелководными прибрежно-морскими отложениями – песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками с органическими остатками. Мощность 110-437 м.

Байсунская свита представляет переходную глинисто-карбонатную толщу с чередованием известковистых алевролитов и аргиллитов с прослоями мергелей и известняков. Геохимические условия осадконакопления отложений были слабо восстановительными и восстановительными, местами даже резко восстановительными. В изученных разрезах этих свит на глубинах от 2125 (Северный Кимерек, скв.1п) до 3790 м (Северный Нишан, скв.9) содержание органического углерода изменяется в широком диапазоне от 0.03 до 13.69% (Кувачи, Чандыр, скв.1), в среднем составляя 1.2%. Выход битумоидов – 0.14-1.149%, в среднем – 0.08%. Повышенные (3.94-9.88%) содержания Сорг отмечены в черных алевролитах, аргиллитах и глинах Учбаша, Кувачи, Аккума, Чандыра, Матоната и Восточного Денгизкуля. Предельно высокая концентрация Сорг (Сорг равен 10.92-13.69%) и ХБА (ХБА=0.081-0.211%) зафиксирована в сером алевролите Муродтепа (инт.2774-2777 м), черных аргиллитах Кувачи (инт.2751-2758 м) и Чандыра (инт.2528-2535 м). Микробитумопроявления отмечаются почти во всех исследованных образцах, скопления битума достигающих промышленных значений (ХБА – выше 0.5%), зафиксированы в черных аргиллитах (Чандыра, инт.2509-2515 м) и песчаниках (Гаваны, инт.2952-2960 м). Закономерность изменения распределения полученных значений от литотипа пород не прослеживается.

По данным ИК-спектрометрии молекулярно-структурный состав битумоидов также отличается неоднородностью (Мухутдинов и др., 2021). ИК-спектры битумоидов Каромата и Сархада, обогащенные ароматическими (п.п. 755-757, 812-813, 875, 1603 cm^{-1}) и алифатическими (п.п. 1458, 1378 cm^{-1}) структурами, указывают на их остаточный характер. Спектр образца скв.4 Матоната близок к спектрам поглощения вторичных битумоидов, представлен алифатическими и ароматическими структурами на фоне слабого проявления кислородных. В битумоиде Памука, залегающем на достаточно больших глубинах (инт.3729.7-3737.2 м), снижена доля ароматики и алифатики, наблюдается возрастание интенсивности кислородных структур (п.п.1729, 1275 cm^{-1}), это говорит о том, что на рассеянное ОВ значительное воздействие оказал температурный фактор (рис. 2).

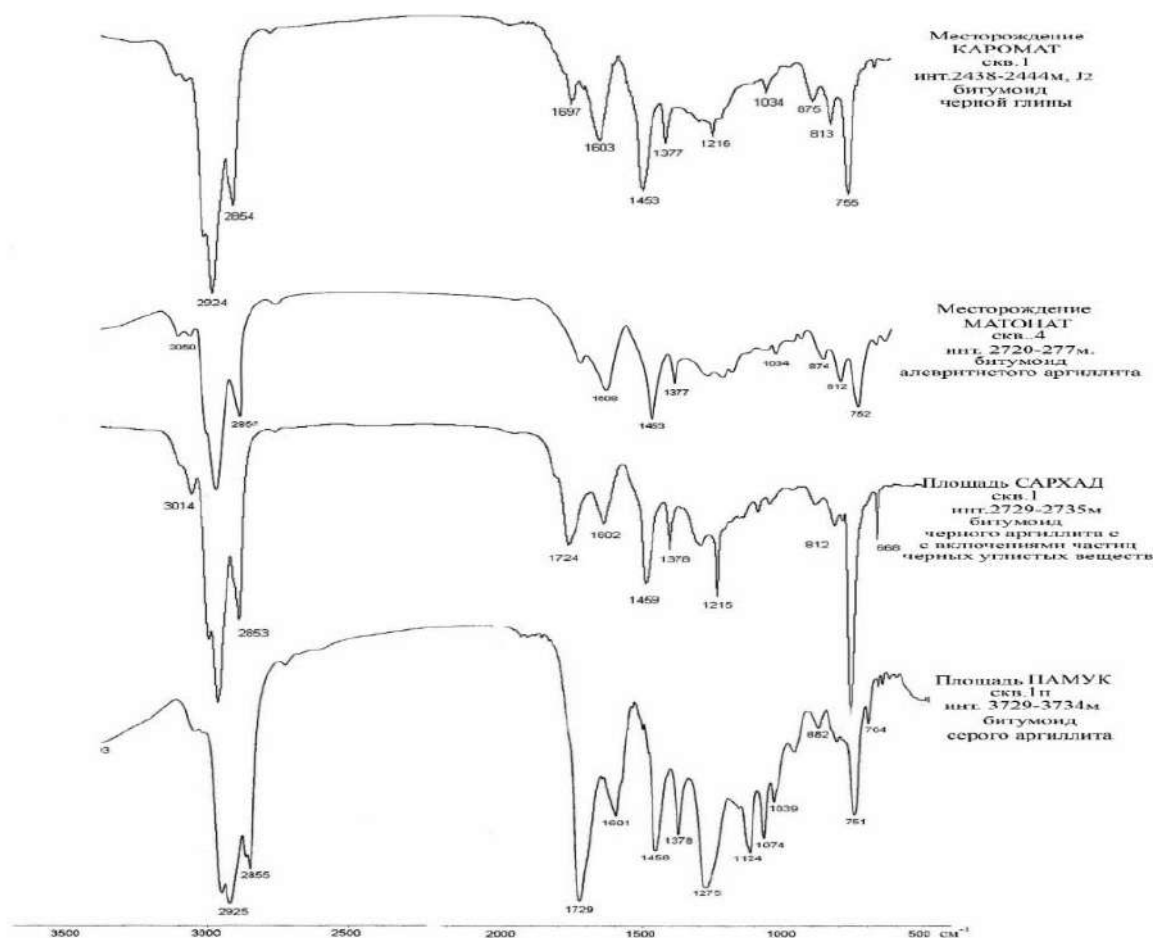


Рис. 2. ИК-спектры битумоидов

Следовательно, по данным изучения геохимической обстановки и ОВ можно полагать, что в юрских терригенных отложениях практически по всему разрезу встречаются нефтегазоматеринские породы как низкого, так и высокого качества. И даже в низкокачественных нефтематеринских породах (Сорг ниже 0.5%) отмечается наличие эпигенетичных битумоидов (ХБА выше кларка 0.024%). Высокое содержание органического углерода при незначительном содержании битумоидов в ниже- и среднеюрских отложениях, вероятно, позволяет говорить об обнаружении преимущественно газообразных углеводородов (Каримов, 1974; Рамазанов и др., 2001). Здесь, видимо, происходит (особенно в нижней части разреза) генерация больших количеств газообразных УВ с примесью нефтяных. Соответственно глубине залегания меняется и степень преобразованности пород (от МК₁-МК₃ до МК₃-МК₄), установленная по минералам группы глин, характеру цементации терригенных пород, неустойчивым и новообразованным минералам и степени углефикации твердого ОВ, преобразованного по угольному циклу. В связи с этим генерирующие возможности терригенной формации следует связывать с породами как верхней, так и нижней частей (Кушнир, Асланова, 1985).

Газы и конденсаты газоконденсатного (Каромат, Даяхатын, Миркомилкудук, Атамурад) и нефтегазового (Матонат, Сарыкум) месторождений ниже-среднеюрских отложений по своим свойствам и составу схожи между собой (Мухутдинов и др., 2021). Однако по сравнению с газами верхнеюрских отложений они обеднены метаном (75.8-88.5%) и содержат больше гомологов метана (C₂₊высшие – 9.2-17.8%); конденсаты более легкие с плотностью 0.721 до 0.770 г/см³. Можно отметить, что в карбонатной верхней юре газы более сухие (C₂₊высшие-3.0-8.7%); конденсаты – тяжелые (0.798-0.824 г/см³).

Таким образом, в среднеюрских отложениях все чаще встречаются образцы, в которых определены очень высокие (более 2%) количества Сорг и содержание ХБА (свыше 0.045%). В основном вмещающие их породы по разрезам Муродтепа, Сархад, Кушаб, Бердыкудук, Айзават, Восточный Умид, Восточный Денгизкуль и др. приурочены к XVII-XVIII горизонтам (рис. 3).

Новые данные по геохимическим характеристикам РОВ и вещественному составу пород дополняют ранее имеющиеся представления о характере преобразования битумных компонентов терригенно-юрских отложений Чарджоуской ступени и могут быть использованы в качестве критериев для оценки продуктивности пласта, а также для прогноза фазового состава углеводородов и типа залежей.

Выводы

В разрезе терригенной формации наиболее насыщены органическим веществом и битумоидами породы дегибадамской и тангидувальской свит.

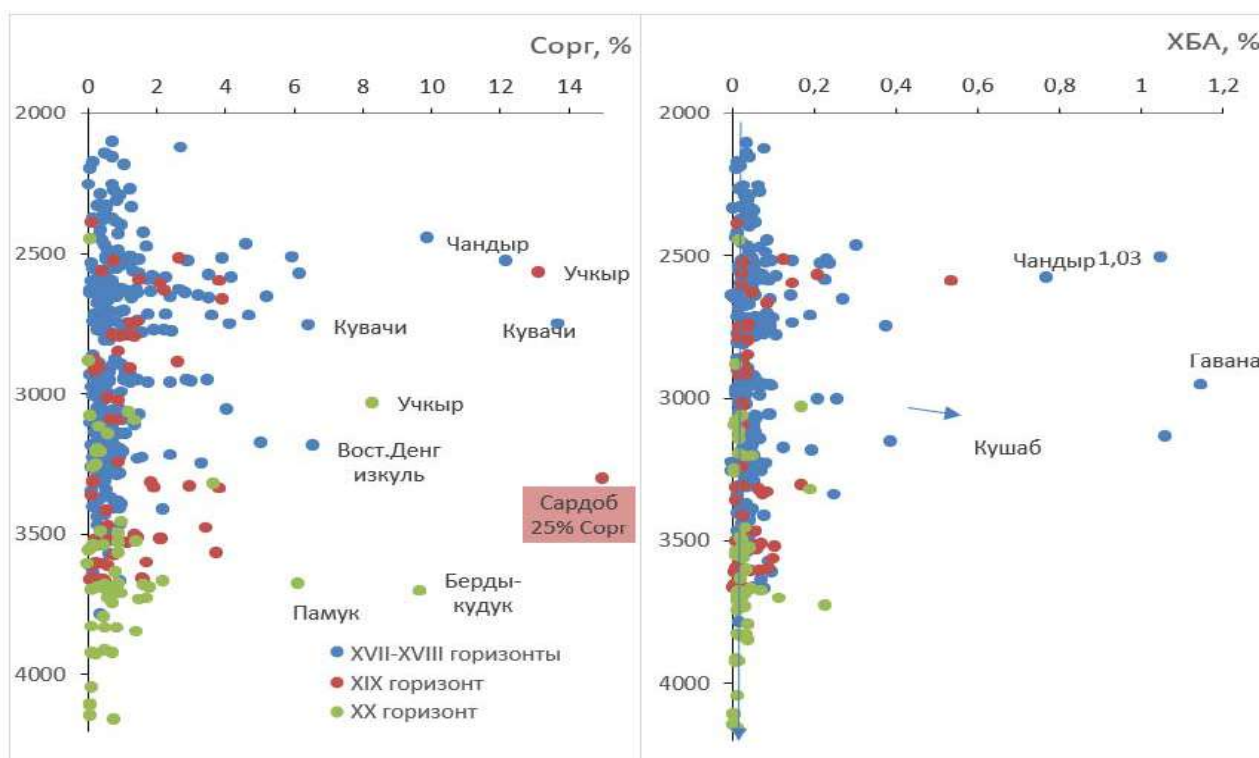


Рис. 3. Распределение содержания Сорг и битумоидов по разрезу юрских терригенных отложений

Присутствие многочисленных нефте-, газо- и битумопроявлений в терригенно-юрских отложениях, возможно, свидетельствует о развитии не только процессов нефтегазообразования, но и нефтегазонакопления, масштабы которого в значительной степени зависели от плотности эмиграции УВ. Такая региональная распространенность нафтидов на рассматриваемой территории указывает на потенциальные возможности отложений терригенной формации, которые еще далеко не исчерпаны.

С позиций результатов геохимических исследований и по степени катагенетической преобразованности пород для поисков преимущественно ГК залежей в породах юры наиболее перспективны участки: Кувачи, Аккум, Парсанкуль, Учбаш, Кимерек (западная часть Чарджоуской ступени); Восточный Денгизкуль, Бердикудук и Сардоб (центральная часть ступени), в пределах которых кровля юры залегает на глубинах 2.0-3.0 км, а геотемпературы не превышают 110°C (Рамазанов и др., 2001).

Существование нефтегазоматеринских толщ в исследуемом комплексе пород юрского возраста, а также степень катагенетической преобразованности содержащегося в них ОВ позволяют предполагать возможность открытия новых скоплений нефти и газа при наличии пород-коллекторов и ловушек для залежей УВ.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М. Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. Недра. Москва, 1982, 261с.
- Бабаев А.Г., Габрильян Р.А., Саямова С.К. Терригенная формация юрского возраста Бухаро-Хивинского региона и Юго-Западного Гиссара и ее нефтегазоносность. Недра. Москва, 1977, 138 с.
- Мухутдинов Н.У. и др. Геохимическая характеристика юрских терригенных отложений северо-западной части Чарджоуской ступени. Геология и Минеральные ресурсы, Ташкент, No.5, 2021, с. 33-38.
- Каримов А.К. Битуминологические предпосылки нефтегазообразования и нефтегазоносности осадочных отложений Узбекистана. Фан. Ташкент, 1974, 272 с.
- Кушнир М.И., Асланова Э.С. Использование битуминологических показателей при выявлении зон благоприятных для поиска УВ в Западном Узбекистане. Тр. ИГИРНИГМ, Ташкент, No. 5, 1985.
- Мухутдинов Н.У., Халисматов И.И., Акрамова Н.М. и др. Геохимия природных газов из отложений терригенных и карбонатных формаций Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона Узбекистана. International Scientific Conference on Fundamental and Applied Scientific Research in the Development of Agriculture in the Far East, AFE 2021; Ussurijsk; Russian Federation Vol. 937, Issue 4, 21 December 2021, Номер статьи 042085; Код 175896.
- Рамазанов С. и др. Геотермическая характеристика отложений терригенной толщи юры Бухаро-Хивинского региона. Геология и перспективы нефтегазоносности Узбекистана. Тр. ИГИРНИГМ, Вып. 80, 2001.

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧАРДЖОУСКОЙ СТУПЕНИ

Каршиев А.О., Акрамова Н.М.
ГУ «ИГИРНИГМ»: igirnigm@ing.uz

Резюме. Представлены результаты геохимического исследования рассеянного органического вещества, битумоидов и газов нижнесреднеюрских терригенных отложений, где обнаружены породы с высоким содержанием Сорг и битумоидов. С позиций результатов геохимических исследований и по степени катагенетической преобразованности пород для поисков преимущественно ГК залежей в породах юры выделены наиболее перспективные участки. Существование нефтегазоматеринских толщ в исследуемом комплексе пород юрского возраста, а также степень катагенетической преобразованности содержащегося в них ОВ позволяют предполагать возможность открытия новых скоплений нефти и газа при наличии пород-коллекторов и ловушек для залежей УВ.

Ключевые слова: горизонт, УВ, залежь, газ, битумоид

**ФАЦИАЛЬНО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ
ГАУРДАКСКОЙ СВИТЫ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ В АФГАНО-ТАДЖИКСКОЙ ВПАДИНЕ**

Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А.

*Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии НАНТ:
smavloni@mail.ru*

**FACIES-PALEO GEOGRAPHIC FEATURES OF THE FORMATION OF THE GAURDAK SUITE
IN CONNECTION WITH THE SEARCH FOR A HYDROCARBON DEPOSIT IN THE AFGAN-TAJIK DEPRESSION**

Mavloni S.R., Rakhimov F.A.

Institute of Geology, Seismic Construction and Seismology, NAS of Tajikistan: smavloni@mail.ru

Keywords: *Afghan-Tajik
depression, Gaurdak suite,
Upper Jurassic, gas*

Summary. At this level of knowledge of the geological structure and oil and gas potential of the Afghan-Tajik epiplatform orogenic area, we can talk about the following priority areas of work for oil and gas. Due to the presence of overthrusts in the post-salt section of the sections with a displacement amplitude of up to 15-20 km, as well as the presence of AHRP almost throughout the entire wellbore, it is technically difficult and economically unprofitable to search for a hydrocarbon deposit in the central part of the basin.

The discovery of industrial accumulations of natural gas should be associated with the Upper Jurassic Callovian-Oxford deposits in the zones of paleo-elevations. It should be also taken into account the lithofacies features of the Gaurdak Formation, in the absence of which it is possible to expect the migration of hydrocarbon deposits into the overlying Cretaceous-Paleogene deposits.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Площадь Афгано-Таджикской впадины (АТВ), занимающей территории восточной части Узбекистана (Байсунская ступень и Сурхандарьинская синклиналильная зона), северной части Афганистана (Северо-Афганское поднятие) и Юго-Западного Таджикистана, составляет 94 тыс. км². На долю Республики Таджикистан приходится порядка 30 тыс. км². В пределах таджикской части АТВ с запада на восток выделяется пять структурно-тектонических зон (СТЗ), где ведутся поисково-разведочные работы на нефть и газ: Кафирниганская антиклинальная зона, Вахшская синклиналильная зона, Обигармская антиклинальная зона, Кулябская синклиналильная зона. Обособленно на крайнем севере впадины расположен Душанбинский прогиб, в пределах которого в отличие от других зон, где антиклинальные структуры имеют субмеридиональное простирание, положительные поднятия имеют субширотное простирание. На юго-востоке впадины, соприкасаясь в меридиональном направлении с хребтом Гиндукуш, протягивается Ишкамышская приразломная зона складок. АТВ является юго-восточной частью эпи платформенной орогенической области Центральной Азии, которая в неоген-четвертичное время развивалась в отличие от платформенных и геосинклиналильных областей обособленно.

Тектоно-стратиграфическая история АТВ характеризуется следующими особенностями. Составляющими в строении АТВ комплексами являются три структурно-формационные образования: нижний, средний и верхний. Нижний комплекс является складчатым основанием впадины, который связан с герцинским этапом развития территории. Средний комплекс с эрозионным размывом перекрывает складчатое основание впадины и сложен осадочными образованиями юрского, мелового и палеогенового возраста. Верхний комплекс несет в себе отпечатки эпи платформенного орогенического этапа развития. Сравнительный анализ мощностей и фациально-палеогеографических особенностей осадочного покрова отражает относительную однотипность развития большей части территории АТВ. В южных районах территории из-за усиления роли восходящих движений в сводах структур осадочные отложения размывы до верхней секции верхнего мела (кампан-маастрихт).

Обнаруженные в пределах АТВ антиклинальные складки, как правило, имеют осложненные разрывами свод и крутые восточные крылья (60-70°). Границы СТЗ в рельефе обнаруживаются в виде гипсометрической ступени, амплитуда смещения которой измеряется сотнями метров. На гравиметрических картах этим зонам соответствует сгущение изоаномал силы тяжести, которое исследователи связывают с наличием четко выраженного разлома на поверхности палеозойского фундамента.

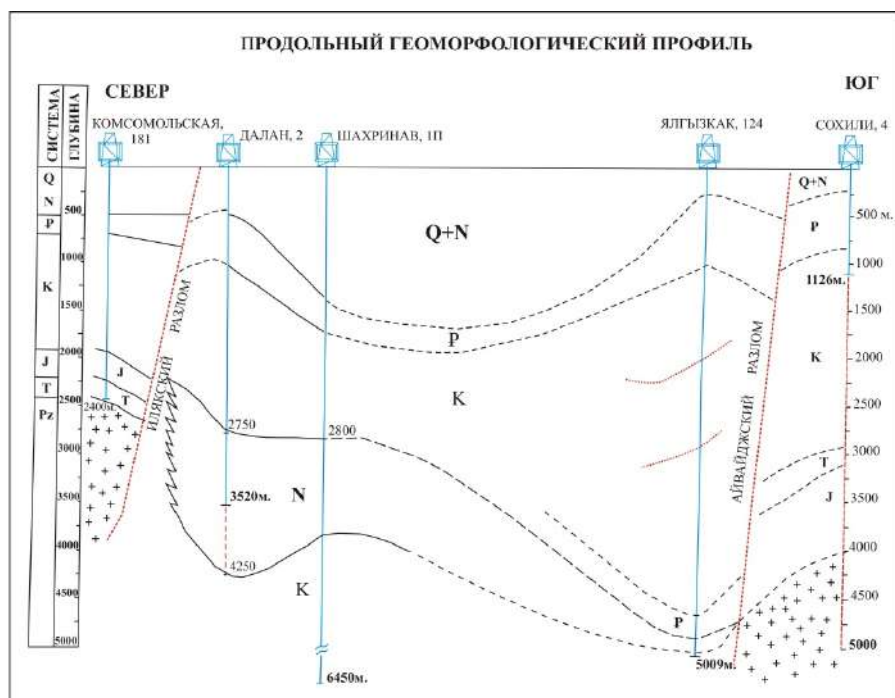
Наряду со структурным бурением, основным методом обнаружения положительных форм рельефа были электроразведка, гравиразведка и сейсморазведка, особенно МОГТ. За более чем сорокалетний период развития отрасли этим методом к глубокому бурению было подготовлено 25 структур и обнаружены 14 месторождений нефти, газа и газоконденсата, которые генетически связаны с мел-палеогеновыми отложениями. Прирост запасов углеводородов по ним составил 12.1 миллиона тонн условного топлива, то есть около 0.86 миллиона тонн на одно месторождение. Подобный низкий показатель еще раз подтверждает мнение большинства геологов о том, что настало время сконцентрировать все усилия на изучении и обнаружении месторождений углеводородов, связанных с верхнеюрскими келловей-оксфордскими отложениями.

Впервые продукт (природный газ) из келловей-оксфордских отложений был обнаружен в 1959 году на территории Душанбинского прогиба. По подсчетам специалистов, которые около года не могли потушить возникший пожар в скважине № 9 (месторождение Лучоб), запасы природного газа в этой скважине составляли более 1.5 млрд. м³. Также промышленные залежи природного газа из верхнеюрских отложений были обнаружены в 1962 году в Адамташе, Джаркудуке (Узбекистан), в 1963 году в Ходжа Гугурдак и Етимтаг (Северный Афганистан). Коллектором служат органогенно-обломочные известняки (кухитангская свита) ХУ горизонта, которые перекрываются эвапоритовыми породами гаурдакской свиты (киммеридж-титон), венчающими верхнеюрскую секцию разреза.

Результаты бурения поисково-разведочных и параметрических скважин в пределах АТВ показали, что в центральных участках этой грабенобразной впадины, гаурдакская свита представлена либо гипсами (ангидритами) с редкими прослоями карбонатов, либо имеет трехчленное строение и в этих случаях состоит из нижних гипсов-ангидритов, средней соленосной толщи и верхних ангидритов. Свита залегает в виде линзы огромных размеров, мощность которой во впадинах измеряется несколькими километрами – до 3.0 км и более (Аслзода, 2017).

В 2011 году компания ARKeX по заданию компании «Тетис Петролеум Лимитед» с целью изучения особенностей распространения верхнеюрских образований впервые провела аэрогеофизические исследования в АТВ комплексом методов, включающих полнотензорную гравиметрическую градиентометрию, гравиметрию, магнитометрию и высокоточное сканирование земной поверхности ЛИДАР. Информация, полученная в результате комплексной интерпретации, дала ценные знания об эволюции строения и перспективности на нефть и газ данного района, в особенности по глубинной части разреза, так как по сейсмическим данным получить четкое представление о подсолевых образованиях не представляется возможным. На основе полученных данных сделано предположение о том, что материнские породы юрского возраста, возможно, встречаются во всех бассейновых участках (в основном это было установлено по данным магнитометрии, опираясь на когерентность сейсмических сигналов в некоторых более глубоких разрезах). Однако материалы полевых исследований, а также глубоких параметрических скважин (Сиехкухи джануби, скважина №1) не подтверждают этот тезис. Они, наоборот, дают основание прийти к выводу, что в зависимости от морфологии дна бассейна юрского периода, которая контролировала фациальную природу формирования осадков, в восточном направлении происходит выклинивание карбонатных пород – мощных (более 200 м) известняков келловей-оксфорда и их замещение сильно загипсованными глинами, алевролитами с прослоями ангидритов и солей. Одновременно происходит фациальное замещение эвапоритовых пород терригенными породами – алевролитами и глинами. По данным В.И.Браташ, основанных на результатах палинологических исследований, на восток от Кулябской синклинали зоны, в сторону юго-западной части Дарвазского хребта, происходит полное выклинивание батских, келловейских, оксфордских, киммериджских, а местами и аален-байоских отложений (Браташ и др., 1970).

Сумма геофизических и геологических материалов по пробуренным в центральных районах рассматриваемой территории скважин указывает на то, что антиклинальные складки на этих участках являются наименее благоприятными для бурения на подсолевою юру. В результате надвиговых перекрытий, приуроченных к породам надсолевого дисгармоничного комплекса, подсолевая юра оказывается погруженной здесь на глубины превышающие 7 км (рис.).



Многочисленными исследованиями научно обосновано, что в самом конце оксфордского времени практически на всей территории Центральной Азии, в том числе и АТВ, произошла регрессия вод моря Тэтиса. Это территория превратилась в огромную, сильно осолоненную лагуну, в которой происходило эвапоритовое осадконакопление большой мощности. Уже в начале раннемелового времени доминировали континентальные условия осадконакопления. Именно флюидоупорные свойства эвапоритовой формации киммеридж-титона способствовали сохранности углеводородных скоплений. С учетом изменения палеогеографической обстановки и фациального замещения солей на терригенные образования на востоке территории, то бишь Кулябской синклинальной зоне, можно предполагать, что нельзя исключать возможность генерации углеводородов нефтяного ряда на обнаруженных месторождениях (Патинак, Селдудз, Ходжа Сартез и др.) за счет как боковой, так и вертикальной миграции из более глубоких мезозойских частей территории. Здесь рассеянные жидкие углеводороды под воздействием высоких температур и давлений переходили в газовое состояние. Последние, обладая высокими миграционными свойствами по плоскостям разломов, перемещались в вышележащие коллекторские горизонты мела и палеогена, где по мере снижения давления и температуры осуществлялся обратный переход газообразных углеводородов в жидкие. Подобные процессы отмечены и на территории Западно-Туркменской впадины (Низьев, 1970). Доказательством существования миграции по разломам в зонах отсутствия эвапоритовой формации, где нет преграды перетоку углеводородов, являются многочисленные факты нахождения промышленных скоплений газа в кызылташской свите нижнего мела (валанжин-готерив) во многих районах Центральной Азии, которые образовались в сугубо континентальной фациальной обстановке. Понимаем, что на современном уровне знаний и доступности геолого-геофизических материалов данный тезис не является бесспорным. Необходимо дальнейшее накопление фактического материала и комплексное его изучение.

Выводы

Переинтерпретация литолого-фациальных особенностей строения гаурдакской свиты в пределах Афгано-Таджикской эпиплатформенной орогенической области привела к появлению новых идей, которые, несомненно, будут способствовать более правильному пониманию площадного распространения этих отложений и обнаружению связи между палеогеографическими условиями накопления эвапоритовой формации с нахождением промышленных запасов природного газа в келловой оксфордских образованиях верхней юры. Некоторые из них уже проверены и обоснованы результатами бурения и сейсморазведки. Например, подтверждена плитотектоническая модель Афгано-Таджикской впадины, где вместо традиционных тектонических ступеней погружения фундамента от бортов к центру впадины и конседиментационного увеличения мощности мезозойско-кайнозойских отложений обнаружено несколько случаев вклинивания (надвига) соленосных отложений гаурдакской свиты огромной

мощности (до 3.5 км) в более молодые образования неогеновых отложений и наоборот. Выявление подобного литолого-тектонического несоответствия позволяет изменить направление нефтепоисковых работ в пределах изученной территории и избежать колоссальных капиталовложений.

ЛИТЕРАТУРА

- Аслзода Э.М. Техничко-технологические особенности бурения глубоких скважин в зонах развития соленосных толщ (на примере месторождений Афгано-Таджикской впадины). Автореф. канд.дисс., Душанбе, 2017, 54 с.
- Браташ В.И., Егунов С.В., Печников В.В., Шеломенцев А.И. Геология и нефтегазоносность севера Афганистана. Труды ВНИГНИ, LXXX, 1970, 288 с.
- Низьев В.А. Некоторые особенности размещения и формирования залежей нефти и газа Западно-Туркменской впадины. Геология и перспективы нефтегазоносности Средней Азии, No. 95, 1970, с.189-193.

ФАЦИАЛЬНО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГАУРДАКСКОЙ СВИТЫ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В АФГАНО-ТАДЖИКСКОЙ ВПАДИНЕ

Мавлонн С.Р., Рахимов Ф.А.

Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии НАНТ: smavloni@mail.ru

Резюме. На данном уровне изученности геологического строения и нефтегазоносности Афгано-Таджикской эпиплатформенной орогенической области можно говорить о следующих первоочередных направлениях работ на нефть и газ. Из-за наличия надвигов в надсолевой секции разрезов с амплитудой перемещения до 15-20 км, а также присутствия АВПД практически по всему стволу скважины вести поиски месторождения углеводородов в центральной части впадины технически затруднительно и экономически нерентабельно. Обнаружение промышленных скоплений природного газа необходимо связывать с келловей-оксфордскими отложениями верхней юры в зонах развития палеоподнятий. Следует также учитывать литолого-фациальные особенности гаурдакской свиты, в зонах отсутствия которых можно ожидать миграцию залежей углеводородов в вышележащие мел-палеогеновые отложения.

Ключевые слова: *Афгано-Таджикская впадина, гаурдакская свита, верхняя юра, газ*

ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Мардашов Д.В.¹, Рогачев М.К.²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

OIL WELL KILLING DURING WORKOVER OPERATIONS IN COMPLICATED CONDITIONS

Mardashov D.V.¹, Rogachev M.K.²

¹Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "St. Petersburg Mining University":

Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technical University"

Keywords: workover operations, well killing operation, well killing fluid, takeover, abnormally low reservoir pressure

Summary. Well killing of the production wells before workover operations in final-stage oil and gas-condensate field's production can be complicated by abnormally low formation pressure, carbonate type of reservoir rocks and high gas-oil ratio. These issues lead to the intensive absorption of technological fluids by the formation and gas ingresses, which increases the time of killing wells and putting them on production, reduction of productivity and additional OPEX. Therefore, it is crucial to develop a high-performance well-killing compositions that would allow improving the efficiency of killing wells in complicated geological, physical and technological conditions. Laboratory and methodological complex for physical modeling of oil well killing operation was created at the Mining University in order to develop new technological fluids for well killing operation. Using this complex, a number of blocking emulsion and polymer fluids for well killing operation have been developed, ensuring the preservation of filtration characteristics of the bottomhole formation zone with various types of reservoir rocks. The results of field tests of the developed killing technologies have shown technological efficiency in the form of an increase in the flow rates of oil, a reduction in the timing of their commissioning, as well as a reduction in the water content of the produced fluids.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Значительная часть нефтяных месторождений России характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции, пониженным пластовым давлением, высоким газовым фактором, снижением продуктивности скважин, а также увеличением степени износа подземного оборудования. Данные осложнения требуют значительных затрат на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи углеводородов, которые, как правило, реализуются с помощью текущего и капитального ремонта скважин. При этом увеличивается не только частота, но и сложность подземных ремонтов. В результате роста числа ремонтных работ будет увеличиваться и количество подготовительных мероприятий, сопровождающихся глушением скважин (Мардашов, 2022).

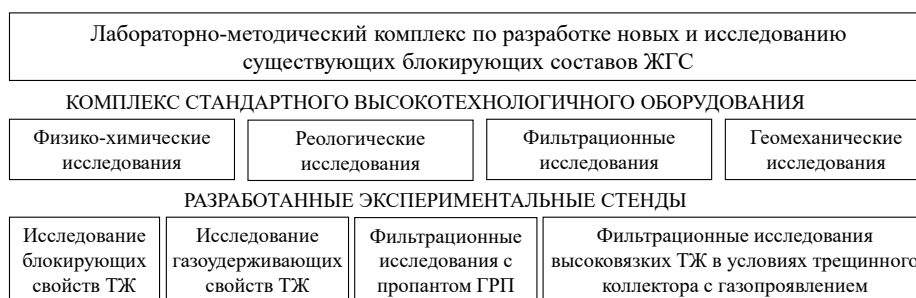
Традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений и основанные на использовании водных растворов солей, оказывают существенное негативное воздействие на фильтрационные свойства пород-коллекторов призабойной зоны пласта (ПЗП). Используемые сегодня блокирующие составы для глушения скважин не всегда обеспечивают надежную изоляцию и защиту ПЗП, особенно в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД), высокого газового фактора, повышенной естественной и искусственной (вследствие гидравлического разрыва пласта (ГРП)) трещиноватости, высокой неоднородности пласта и т.д. Несответствие свойств применяемых жидкостей глушения геолого-промысловым и технологическим условиям скважин, как правило, приводит к различным негативным последствиям в виде значительного поглощения жидкости глушения скважин (ЖГС) продуктивным пластом, газопроявления, формирования обводненной зоны с модифицированной фазовой проницаемостью и др. В итоге данные

негативные последствия могут привести к необходимости повторного глушения скважины, либо увеличения объема закачиваемой в нее технологической жидкости. При этом потребуются значительные затраты средств и времени как на сам процесс глушения скважины, так и на ее освоение и последующий вывод на режим эксплуатации. Это, в свою очередь, негативно влияет на продуктивность скважины и приводит к значительным потерям по добыче нефти из-за простоев, а также длительных сроков ее освоения и вывода на режим (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022).

В связи с этим работа, направленная на создание научно-методических основ проектирования процесса глушения нефтедобывающих скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, а также разработку эффективных рецептур жидкостей глушения и технологий их применения, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Метод (и/или Теория)

С целью физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации создан лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами. Отличительной особенностью данного комплекса является возможность моделирования процессов течения и фильтрации высоковязких технологических жидкостей, в том числе с кольматантом-наполнителем, в системе «скважина – ПЗП», обеспечивая при этом имитацию осложненных условий эксплуатации скважин (аномально низкое пластовое давление, трещинный коллектор, высокий газовый фактор, ГРП) (рис.).



Состав лабораторно-методического комплекса по исследованию ЖГС (Мардашов, 2022)

Обсуждение результатов

В результате проведенных исследований разработаны новые блокирующие составы жидкостей глушения скважин с использованием реагентов отечественного производства, а также установлена область их эффективного применения (табл.) (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022):

- Блокирующий состав обратной водонефтяной эмульсии ОВНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 80/20 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1-1.5 % мас.).
- Блокирующий полимерный состав БПС, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди (0.5-1.0 % мас.), структурированную ацетатом хрома (0.15 % мас.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0.12-0.65 % мас.) (водно-спиртового раствора органических комплексонов).
- Блокирующие эмульсионный ОВНЭ-МК и полимерный БПС-МК составы с мраморной крошкой (5 % мас. МК-500 (при раскрытости трещин не более 0.5 мм) или 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 (при раскрытости трещин более 0.5 мм).
- Интенсифицирующий состав ОКНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 50/50 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1% мас.), с использованием в качестве дисперсной фазы водного раствора соляной кислоты.

При приготовлении эмульсионных блокирующих составов использовался разработанный совместно с ООО «Синтез-ТНП» эмульгатор обратных эмульсий ЯЛАН-Э2. Данный реагент способен эмульгировать не только водные солевые растворы, но и кислоты, что позволяет использовать его для получения гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при: глушении скважин перед подземным ремонтом; кислотной обработке добывающих скважин; ограничении водопритока в добывающие скважины; выравнивании фронта вытеснения в неоднородных коллекторах; выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин; защите подземного нефтегазопромыслового оборудования от коррозии (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022).

Область эффективного применения разработанных блокирующих составов (Мардашов, 2022)

Наименование разработанного состава	Тип коллектора	Проницаемость	Обводненность	АНПД	Газовый фактор, м ³ /м ³	ГРП	t, °C
ОВНЭ	терригенный	низкая	малая и средняя (менее 60%)	нет	менее 150	нет	90
ОВНЭ-МК	карбонатный	любая	любая	Да	менее 150	да	90
БПС	терригенный	средняя и высокая	высокая (более 60%)	нет	150-300	нет	80
БПС-МК	карбонатный	любая	любая	да	150-300	да	80
ОВНЭ / ОВНЭ-МК + БПС	любой	любая	любая	да	более 300	да	80-90
ОКНЭ	карбонатный	средняя и высокая	высокая (более 60%)	–	–	–	90

Установлены механизмы, характер и степень влияния разработанных технологических жидкостей на фильтрационные характеристики терригенных (для условий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП)) и карбонатных (для условий Волго-Уральской НГП) пород, что позволяет осуществлять направленное регулирование их фазовых проницаемостей с целью сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважин перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений (Мардашов, 2022).

Механизм сохранения фильтрационных характеристик низкопроницаемых терригенных пород-коллекторов заключается в том, что блокирующий состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, при попадании в пористую среду проявляет гидрофобизирующие свойства, что выражается в незначительном снижении проницаемости по углеводородной фазе, а также увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе (Мардашов, 2022).

В условиях средне- и высокопроницаемых терригенных пород-коллекторов, а также высокого газового фактора механизм сохранения фильтрационных характеристик заключается в формировании разработанным блокирующим полимерным составом БПС газонепроницаемого экрана путем создания напротив интервала перфорации и в поровом пространстве временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера и регулятора времени его сшивки (Мардашов, 2022).

Механизм сохранения фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов заключается в формировании блокирующими эмульсионными и полимерными составами, приготовленными с кольматантом-наполнителем, на входе в трещину непроницаемого гидродинамического затвора за счет арочного эффекта разнофракционной мраморной крошки, прочность которого зависит от фракционного состава наполнителя, степени раскрытости трещины и действующего на него перепада давления (Мардашов, 2022).

Применение разработанного блокирующего состава ОВНЭ на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири показало сокращение (до 1-3 суток) сроков вывода скважин на режим эксплуатации, увеличение (на 5-10 м³/сут) их дебитов по нефти и снижение (на 20-30 %) обводненности добываемой продукции (Мардашов, 2022).

Выводы

1. Глушение нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровый коллектор, высокий газовый фактор), как правило, приводит к поглощению ЖГС продуктивным пластом, газопроявлению, ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП.

2. Для повышения эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях разработан комплекс блокирующих эмульсионных и полимерных жидкостей глушения скважин, обеспечивающих сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП с различным типом пород-коллекторов. Установлены механизмы, характер и степень влияния данных технологических жидкостей в зависимости от их химического и компонентного состава на фильтрационные характеристики терригенных (для условий Западно-Сибирской НГП) и карбонатных (для условий Волго-Уральской НГП) пород-коллекторов.

3. Разработка блокирующих составов жидкостей глушения осуществлялась с использованием лабораторно-методического комплекса для физического моделирования процессов глушения и освоения

нефтяных скважин, предусматривающего экспериментальное определение физико-химических, реологических, блокирующих, газодерживающих и фильтрационных свойств технологических жидкостей в термобарических пластовых условиях с применением стандартного лабораторного оборудования и специально разработанных стендов.

4. В результате промысловых испытаний ряда разработанных технологий глушения нефтяных скважин получен технологический эффект в виде увеличения их дебитов, сокращения сроков вывода на режим эксплуатации, снижения обводненности добываемой продукции. Основным фактором экономического эффекта от реализации разработанных технологий является предотвращенный ущерб от потерь по добыче нефти за счет сокращения количества циклов глушения, уменьшения сроков освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации, а также сохранения дебитов по нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов. Записки Горного института, No. 251, 2021, с. 617-626.
- Мардашов Д.В. Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации: автореферат диссертации доктора технических наук. Санкт-Петербург, 40, 2022.

ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Мардашов Д.В.¹, Рогачев М.К.²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Резюме. Глушение добывающих скважин перед проведением ремонтных работ на нефтегазоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, может осложняться аномально низким пластовым давлением, карбонатным типом пород-коллекторов и высоким газовым фактором. Эти осложнения приводят к интенсивным поглощениям технологических жидкостей пластом и газопроявлениям, что способствует увеличению продолжительности глушения скважин и сроков вывода их на режим эксплуатации, снижению продуктивности скважин и дополнительным затратам. Вследствие этого актуальной является разработка блокирующих составов, позволяющих повысить эффективность глушения скважин в сложных геолого-физических и технологических условиях.

Для разработки новых технологических жидкостей глушения скважин в Горном университете был создан лабораторно-методический комплекс для физического моделирования процессов глушения нефтяных скважин. С помощью данного комплекса был разработан ряд блокирующих эмульсионных и полимерных жидкостей глушения скважин, обеспечивающих сохранение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с различным типом пород-коллекторов.

Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения показали технологическую эффективность в виде увеличения дебитов нефтяных скважин, сокращения сроков вывода их на режим эксплуатации, а также снижения обводненности добываемой продукции.

Ключевые слова: подземный ремонт, глушение скважин, жидкость глушения скважин, поглощение, аномально низкое пластовое давление

ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ КАРАГАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Пинчук Т.Н., Фурсина А.Б.

Кубанский госуниверситет, Краснодар: pinchukt@mail.ru, fursinf74@mail.ru

SEDIMENTATION OF THE KARAGANIAN DEPOSITS OF THE WESTERN CAUCASUS

Pinchuk T.N., Fursina A.B.

Kuban state university, Krasnodar: bitumoid@bk.ru, pinchukt@mail.ru

Keywords: *organic matter, karaganian deposits, sandstones, clays*

Summary. The Karaganian basin of the Eastern Parathetis covered almost the entire territory in the Western Pre-Caucasus, with small islands on the uplifts of the Greater Caucasus. Along the southern side of the West Kuban Trough, the Karaganian basin eroded underwater uplifts and islands, with the demolition of detrital material of the Maikopian, Eocene and Cretaceous deposits. On the platform part of the Western Pre-Caucasus, the Karaganian sediments are deposited according to the Chokrakian, and to the north with erosion on the Maikopian sediments. There is an intensive accumulation of dispersed organic matter within the conditions of the advancing sea. The Karaganian deposits, in contrast to the Chokrakian deposits, are characterized by a higher content of organic carbon in clays (from 0.53 to 3.0, average 1.56%).

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В Западном Предкавказье караганский бассейн покрывал почти всю территорию, вдоль южного борта он размывал подводные поднятия и острова Большого Кавказа, сносил обломочный материал размываемых подстилающих отложений палеогена и мела. Одновременно наметилась небольшая речная система с кавказских островов со сбросом пресных вод в заливы и бухточки караганского бассейна.

По осадконакоплению в караганское время выделяется три этапа. Первый этап трансгрессивный, сопровождавшийся расширением границ бассейна в северном направлении, и отсутствием связи с полносолеными бассейнами. Второй этап – сопровождавшийся кратковременной связью с полносолеными бассейнами и проникновением более солоноводной фауны. Третий – связан с регрессивной фазой сокращения границ бассейна к югу и распространением эвригалинной фауны.

По своему режиму караганский бассейн Восточного Паратетиса был полуморским, опресненным (ниже 18‰) в некоторых частях и относительно неглубоким (Богданович, Буряк, 1986). В караганское время Восточный Паратетис заселила эндемичная фауна, резко отличная от средиземноморской, если не принимать во внимание короткий варненский эпизод, когда в бассейн смогла войти морская фауна, которая не получила дальнейшего развития и вскоре вымерла при изменении экологических условий. Во второй половине карагана (картвельское время), мелководье всего обширного бассейна Восточного Паратетиса было заселено однообразной фауной эндемичных фоладид и реже эрвий. В бассейне почти везде присутствуют богатые комплексы моллюсков *Spaniodontella* и комплексы фораминифер слоев с *Discorbis urupensis*. Встречены отолиты рыб караганского облика, оолиты, радиолярии, и фораминиферы: *Bolivina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Ammonia* ex gr. *beccarii* (L.), *Florilus* sp., *Discorbis urupensis* Kragch. и другие. Несмотря на эндемичный характер фауны, свидетельствующей о преимущественно замкнутом характере караганского водоема, он был заметно трансгрессивным. Его осадки покрывали большую площадь, чем тарханские и чокракские, в окраинных частях бассейна залегая на майкопских и более древних отложениях.

Северо-Западный Кавказ в среднем миоцене представлял собой крупное, но невысокое островное сооружение с расчлененным рельефом. Северо-западное побережье было достаточно изрезанным, местами с мелководными лагунами или бессточными заливами. В прибрежной зоне бассейна продолжали накапливаться грубо-терригенные осадки: галечно- и песчано-глинистые, известково-ракушечные,

иногда биогермные и строматолитовые образования. Отложения к северу переходили в зону прогиба, представленные Западно-Кубанским прогибом (ЗКП) и Восточно-Кубанской впадиной (ВКВ), где выделены как матросская свита (Белуженко, 2002).

На южном борту ЗКП караган сложен глинисто-мергельными осадками, местами среди них отмечены прослойки песчаных ракушечников, переходящих в детритусовые песчаники с массой раковин, а также мшанковых и оолитовых известняков. По южному борту ВКВ осадки представлены песчанистыми глинами с тонкими прослойками мергелей. На погружении в северном направлении накапливались глины, слабо песчаные, слабо известковистые с тонкими слоями крепких мергелей, иногда кавернозных с примазками нефти по трещинам. Толщины карагана в скважинах южных бортов ЗКП и ВКВ составляли 200-250 м.

По северному борту прогиба и впадины отложения представлены переслаиванием глин с пластами песчаников, алевролитов, алевролитистых глин, мергелей и известняков, имеющих подчиненное значение. Глины темно-серые, в основном неизвестковистые с прослоями карбонатных, встречаются тонкие прослойки доломитов, мергелей. Толщины караганских осадков достигают 327 м по северному борту ЗКП, а по ВКВ резко сокращаются до 50-150 м и сложены глинами с прослоями плитчатых мергелей и крупными (около 1.5 м) конкрециями мшанково- «пелелиподовых» известняков. Резкое изменение толщин по ВКВ указывает на тектоническую перестройку с поднятием северного борта и установлением мелководных фаций.

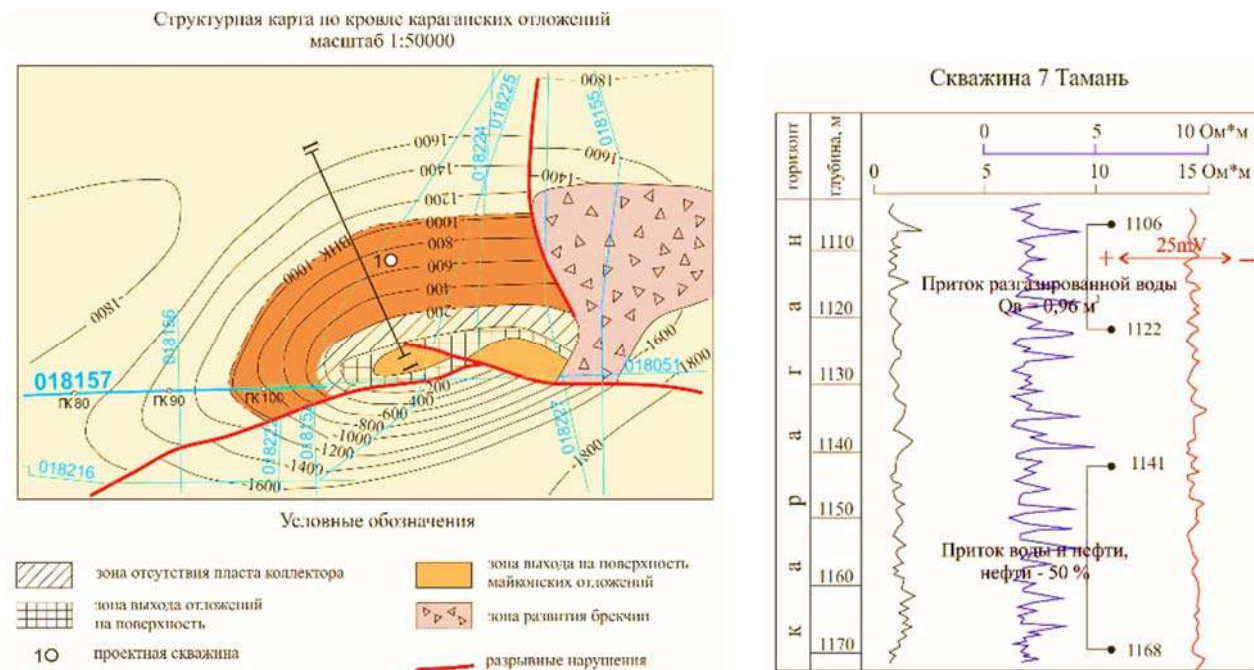
На платформенной части Западного Предкавказья караганские отложения представлены чередованием глин, песков и алевролитов с преобладанием песков. Толщины карагана сокращаются внутри зоны в северном направлении от 100-120 м до 30-40 м (Каневская пл.). Севернее Каневской площади караган с размывом залегает на майкопских отложениях и сокращается в толщине за счет срезания верхней части. Сокращение толщин наблюдается не только на севере до 10-15 м (Кушевская пл.), но и на востоке – 27 м (Песчаноокопская пл.). Далее на крайних северных площадях идет выклинивание караганских отложений, так в северных скважинах Кушевской, Зеленой площадей на среднем майкопе залегают образования конки или сармата. Северная граница распространения карагана достигает Доно-Сальского междуречья, заходит в западные Ергени, Приманычье, а в Прикаспии прослеживается на южном склоне вала Карпинского. На миоценовой гряде вскрываются серые мелкозернистые пески, чередующиеся с зеленовато-серыми глинами и палевыми мергелями. Присутствие гальки, гравия и раковинного детрита свидетельствует о непосредственной близости береговой линии.

По минеральному составу песчаники кварцевые с присутствием полевых шпатов, обилием листиков мусковита, реже биотита, хлоритов, глауконита. Присутствуют обломки кремней, амфиболов, зерна дистена и ставролита, эпидота, из акцессорных минералов встречены единичные зерна турмалина, рутила, лейкоксена, сфена. Рудные минералы представлены в основном зернами пирита, обломками гематита и лимонита. Минералогический состав по районам Западного Предкавказья несколько отличается. Так, на севере песчаные образования, богатые кварцем, дистеном и ставролитом, эпидотом и силлиманитом, имеют платформенное происхождение, сноса материала, вероятно, связан с авандельтой Палеокальмиуса в районе Азовского моря и палеоавандельтой Дона в северной части.

По южным районам встречены сидеритовые песчаники, стяжения барита, стяжения фосфатов, целестина. Минеральный состав разнообразен, кроме кварца, кислых плагиоклазов, полевых шпатов и слюд встречены зерна эпидота, граната, циркона, сфена и рудных минералов, сносимые с размываемых поднятий северо-западного Кавказа. В южной части прогиба по разрезу к минеральному составу добавляются зерна циркона, гранатов, пироксенов, эпидота. В центральной части прогиба сокращается минеральный состав (Кубанская СГ 12000), где преобладают угловатые и полуокатанные зерна кварца, полевых шпатов, мусковита, хлоритов, рудных минералов – пирита, гематита. Отсутствуют акцессорные минералы, что связано с удаленностью источников сноса. Поступление обломочного материала осуществлялось размывом Кавказских островов, сложенных осадочными породами палеогена, мела и на востоке юры.

В условиях наступающего моря в караганском бассейне проходило интенсивное накопление рассеянного органического вещества (Сорг) по глубоководной части ЗКП. Содержание Сорг. в породах варьирует от 0.52 до 2.33 %, в среднем составляет 1.47 %. В наиболее погруженной части прогиба существовала зона сероводородного заражения (Микерина, Пинчук, 2014). Караганские отложения на северном борту ЗКП в районе Прибрежного месторождения, в отличие от чокракских, характеризуются

более высоким содержанием органического углерода в глинах (от 0.53 до 3.0, среднее 1.56 %). Содержание ХБА колеблется от 0.000625 до 0.08 %. Причем максимальные значения зафиксированы в скв. 1, в которой отмечены и высокие значения битума "А" (до 0.85 %) и значение ширины капиллярной вытяжки (до 52 мм). Отличительной особенностью битумоидов карагана этой площади является смолистый (иногда с примесью асфальтенов) их состав (Микерина, Фадеева, 2013). Указанные особенности могут свидетельствовать о более высоком нефтематеринском потенциале, который большей частью не реализован из-за отсутствия в разрезе коллекторов. Однако незначительные примазки и притоки нефти из караганских глин встречены в разрезах СГ-12000 и других площадей. Породами-коллекторами в караганских отложениях являются мелко- и среднезернистые кварцевые песчаники, крупнозернистые алевролиты с межзерновым типом пустотного пространства и песчанистые мергели, например, как на Тамани (рис.).



Структурная карта и каротаж залежи УВ на Тамани

Выводы

Сравнительная характеристика осадконакопления караганских отложений, их распространения по территории Западного Предкавказья показывает, что нефте-газоматеринским потенциалом обладают глубоководные отложения Западно-Кубанского прогиба. Залежи нефти и газа в караганских отложениях встречены на Таманском полуострове (Фанагорийское, Западно-Нефтяное, Прикубанское, Карабетовское и др.), в ЗКП (Абино-Украинская, Прибрежная, и др.).

Работа выполнена в рамках гранта РФФ 22-17-00047.

ЛИТЕРАТУРА

- Белуженко Е.В. Стратиграфия средне-верхнемиоценовых и плиоценовых отложений междуречья Псекупс - Белая (Северо-западный Кавказ). Статья 1. Средний миоцен. Бюлл. МОИП. Отд. геол., Т. 77, вып. 1., 2002, с. 47-59.
- Богданович А.К., Буряк В.Н. Передовой прогиб Западного Предкавказья. Неогеновая система. Т. 1. Недр. Москва, 1986, с. 151-172.
- Микерина Т.Б., Пинчук Т.Н. Распределение и источник рассеянного органического вещества в караган-конка-сарматских отложений Восточного Паратетиса. Геология, география и глобальная энергия. Геология, поиски и разведка нефти и газа. No. 4 (55), 2014, с. 20-31.
- Микерина Т.Б., Фадеева Н.П. Цикличность накопления органического вещества в кайнозойских отложениях Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна. Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, Т. 68, No. 4, 2013, с. 234-241.

ОСАДКОНАКОПЛЕНИЕ КАРАГАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Пинчук Т.Н., Фурсина А.Б.

Кубанский госуниверситет, Краснодар: pinchukt@mail.ru, fursinf74@mail.ru

Резюме. В Западном Предкавказье караганский бассейн Восточного Паратетиса покрывал почти всю территорию, с небольшими островами на поднятиях Большого Кавказа. Вдоль южного борта Западно-Кубанского прогиба караганский бассейн размывал подводные поднятия и острова со сносом обломочного материала майкопских, эоценовых и меловых отложений. На платформенной части Западного Предкавказья караганские осадки залегают согласно на чокракских, а севернее, с размывом – на майкопских отложениях. В условиях наступающего моря идет интенсивное накопление рассеянного органического вещества. Караганские отложения, в отличие от чокракских, характеризуются более высоким содержанием органического углерода в глинах (от 0.53 до 3.0, среднее 1.56 %) и обладают нефтематеринским потенциалом.

Ключевые слова: *органическое вещество, караганские отложения, песчаники, глины*

О СВЯЗАХ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ НЕДР

Саламов А.М., Заманова А.Г., Фатуллаев Э.Б., Мамедова Ш.Р.

Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан,

Институт геологии и геофизики: aynur-zamanova@rambler.ru

RELATIONSHIP BETWEEN MUD VOLCANOES AND THE OIL AND GAS CONTENT OF THE SUBSOIL

Salamov A.M., Zamanova A.H., Fatullayev E.B., Mamedova Sh.R.

Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan,

Institute of Geology and Geophysics: aynur-zamanova@rambler.ru

Keywords: mud volcano, oil, gas, breccia, eruption, clay

Summary. Mud volcanism is a combination of the processes causing lifting and eruption to the surface via water channels clay masses and pieces of hard rocks which have been softened by underground waters. Mud volcanoes are mainly found in the areas of oil and gas fields where thickness of the sedimentary crust is high and there are shale layers in the stratigraphic section which serve as cap rocks for those fields. Presence of the shales is required for development of mud volcanoes. Areas of mud volcanoes development territorially related to the zones of oil and gas accumulations where discovered oil and gas fields on current stage of exploration are mainly referred to the Mid-Miocene – Pliocene age of the stratigraphy.

Aim of the analysis of scientific materials defined indirect relation between mud volcanoes and exploration of oil fields.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В комплексе геолого-геофизических исследований изучение грязевого вулканизма очень актуально.

Целью проведения анализа научных материалов являлось выявление косвенной связи между продукциями грязевулканических материалов и нефтяными месторождениями.

Еще в 1932 г. Н.И.Воскобойников и А.В.Гурьев указывали на закономерную связь между грязевыми вулканами и нефтяными месторождениями Азербайджана и Таманского п-ова. Г.В.Абих, говоря о магматическом происхождении грязевых вулканов, не исключал их взаимосвязь с нефтеносностью. Приуроченность грязевых вулканов к нефтегазоносным областям известна уже более ста лет (Azərbaycanın geologiyası, 2015; Атлас грязевых вулканов мира, 2015; Алиев и др., 2009). Геологи-нефтяники рассматривают грязевой вулканизм в качестве одного из важнейших критериев перспективности того или иного региона на нефть и газ. Такая связь вполне закономерна: преобразование органического вещества на глубине одновременно продуцирует скопления углеводородов и порождает грязевые вулканы (Лимонов, 2004).

Детальное изучение продуктов деятельности грязевых вулканов в других регионах позволило также установить генетическую связь между ними и нефтегазоносностью недр. При этом одни исследователи приписывают грязевым вулканам созидательную, а другие, наоборот, разрушительную роль в процессах формирования залежей нефти и газа. Также давно известно, что зоны развития грязевого вулканизма характеризуются не только проявлениями нефти и газа, но и их месторождениями. Вместе с тем очевидным является и такой факт, как приуроченность наиболее крупных и активно действующих вулканов к складкам, сложенным глинистыми толщами нижних горизонтов молассовых разрезов (Холодов, 2012).

Геохимическими исследованиями выявлено, что условия мелководья лагунного типа наиболее благоприятны для нефтегазообразования, так как в них органический материал попадает в осадки, практически не испытав окисления, и его разложение создает восстановительную или нейтральную геохимическую обстановку, где происходят превращения захороненного органического вещества в углеводороды и образования нефтепроизводящих слоев.

Во время грязевулканической деятельности на земную поверхность выносятся огромное количество веществ в твердом, жидком (вода, нефть) и газообразном состоянии, что дает разнообразную геолого-геохимическую информацию о составе отложений и флюидов. Среди жидких продуктов (сопочных вод) грязевых вулканов наибольшим распространением пользуются воды гидрокарбонатно-хлоридного и хлоридно-натриевого типов, в которых наблюдаются повышенные содержания бора, брома, йода, натрия, лития и некоторых других элементов (Лимонов, 2004).

В нефтегазоносных областях жидкие компоненты почти всегда включают некоторое количество нефти.

Р.Р.Рахманов (1987) отмечает, что объем твердой массы, выбрасываемой грязевым вулканом, за одно и извержением, может достигать до 5 млн.м³. Брекчия грязевых вулканов обладает большим водонасыщением и способна под влиянием воды разжижаться, расплываться и приобретать текучесть (рис.). Сравнительно с плотностью глинистых пород, грязевулканическая брекчия характеризуется меньшей плотностью, т.е. 1.5-1.9 г/см³. В составе твердых выбросов преобладают глинистые породы. В твердых выбросах грязевых вулканов выявлено более 100 минералов (реликтовые и новообразованные) и около 30-ти микроэлементов (группа железа, щелочноземельные, редкие и рассеянные, халькофильные). В брекчиях грязевых вулканов по сравнению с коренными породами содержится больше битуминозных веществ.

Извержение грязевых вулканов сопровождается так же газами. Газы грязевых вулканов главным образом состоят из метана (80-98%), примеси этана, пропана и др. газов.



Действующий грязевой вулкан

За одно извержение в атмосферу выбрасывается около 250 млн.м³ газа. Количество CO₂ в углеводородных газах вулканов обычно не превышает 10%. По содержанию тяжелых углеводородов в газах грязевых вулканов можно определить их принадлежность к чисто газовым или нефтяным месторождениям.

По сравнению с твердыми выбросами и газами количество нефти и воды, выделяемых из грязевых вулканов, существенно меньше. В этих водах преобладают ионы хлорида и натрия.

Несмотря на существенные различия грязевых вулканов по морфологии и характеру деятельности, в них при извержениях ни разу не наблюдались нефтяные струи. Это свидетельствует о том, что водные каналы грязевых вулканов не связаны непосредственно с залежами нефти.

Н.П.Юсубов, И.С.Гулиев (2022) отмечают, что нефти грязевых вулканов в сильной степени окислены и биодegradированы. Нефти, генерированные палеоген-нижнемиоценовым комплексом, изотопно легкие, тогда как средне- и верхнемиоценовые (диатомовые) нефти – изотопно тяжелые. Около 50% грязевых вулканов выделяют исключительно палеоген-нижнемиоценовые нефти. В 17% грязевых вулканах характерными являются нефти преимущественно из диатомового комплекса отложений, а в 33% отмечается смесь, палеогенового и диатомового комплексов.

Заключение

Проведенные исследования позволили сделать следующие основные выводы:

- В целом, погруженные области с мощным и смятым осадочным материалом, осложненными нарушениями непрерывного развития, в принципе являются районами формирования грязевых вулканов;
- Комплексный анализ продуктов извержений грязевых вулканов имеет важное значение при выяснении вопросов генезиса углеводородных скоплений;
- Области развития грязевого вулканизма территориально соответствуют тем или иным зонам нефтегазоаккумуляции, где выявленные месторождения нефти и газа на современном этапе разведанности недр приурочены в основном к среднемиоцен-плиоценовому интервалу разреза.

ЛИТЕРАТУРА

- Azərbaycanın geologiyası. II cild, Elm. Bakı, 2015, 372 s.
Атлас грязевых вулканов мира. Nafta-Press. Баку, 2015, 322 с.
Алиев Ад.А., Гулиев И.С., Рахманов Р.Р. Каталог извержений грязевых вулканов Азербайджана (1810-2007 гг.). Nafta-Press. Баку, 2009, 110 с.
Лимонов А.Ф. Грязевые вулканы: Соросовский образовательный журнал, Т.8, No. 1, 2004, с. 63-69.
Рахманов Р.Р. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании газонефтеносности недр. Наука. Москва, 1987, 174 с.
Холодов В.Н. Грязевые вулканы: распространение и генезис. Геология и полезные ископаемые Мирового океана, No. 4, 2012, с. 5-27.
Юсубов Н.П., Гулиев И.С. Грязевой вулканизм и углеводородные системы Южно-Каспийской впадины (по новейшим данным геофизических и геохимических исследований). Элм. 2022, 168 с.

О СВЯЗАХ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ НЕДР

Саламов А.М., Заманова А.Г., Фатуллаев Э.Б., Мамедова Ш.Р.
*Министерство Науки и Образования Республики Азербайджан,
Институт геологии и геофизики: aynur-zamanova@rambler.ru*

Резюме. Грязевой вулканизм – совокупность процессов, обуславливающих подъем и выброс на поверхность по выводным каналам размягченных пластовыми водами глинистых масс и обломков твердых пород. Грязевые вулканы распространены в пределах нефтегазоносных площадей на участках с мощным осадочным слоем земной коры, где в разрезе, как правило, присутствуют глинистые породы, служащие покровом залежей. Наличие глин является необходимым фактором развития грязевого вулканизма.

Области развития грязевого вулканизма территориально соответствуют тем или иным зонам нефтегазоаккумуляции, где выявленные месторождения нефти и газа на современном этапе разведанности недр приурочены в основном к среднемиоцен-плиоценовому интервалу разреза.

Целью проведения анализа научных материалов являлось выявление косвенной связи между грязевыми вулканами и поисками нефтяных месторождений.

Ключевые слова: *грязевой вулкан, нефть, газ, брекчия, извержение, глина*

О МЕТОДИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
АЗЕРБАЙДЖАНА

Тагиев М.Ф.

SOCAR, НИПИ «Нефтегаз»: tagiyevm@hotmail.com

ON METHODOLOGICAL FEATURES OF GEOCHEMICAL STUDIES OF ORGANIC MATTER
IN SEDIMENTARY DEPOSITS OF AZERBAIJAN

Tagiyev M.F.

SOCAR, "OilGasScientificResearchProject" Institute: tagiyevm@hotmail.com

Keywords: *organic matter, pyrolysis, interlaboratory dispersion*

Summary. A number of methodical problems associated with geochemical studies of sedimentary rocks (pyrolysis, vitrinite reflectance) from outcrops and wells are considered. The existence of a complex of factors influencing the results of organic-geochemical studies is shown on the example of data on sedimentary formations of Azerbaijan.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В геохимических исследованиях органического вещества (ОВ) пород основными факторами, влияющими на качество и точность результатов, являются следующие:

- точность и чувствительность измерений;
- статистическая значимость объема выборки;
- методика отбора образцов;
- неоднородность содержания и качества ОВ как в пределах макро объектов (толща, горизонт, пласт), так и на микро уровне (в пределах фрагмента образца породы);
- межлабораторная дисперсия.

Результаты исследования

Объем выборки. Общеизвестно, что чем больше количество и охват наблюдений, тем ближе полученные оценки подходят к доверительным (истинным) параметрам статистического распределения. Для получения в определенной степени надежных статистических показателей требуются данные более 80 анализов. Это эмпирическое правило не всегда выполнимо. Поэтому при геохимических исследованиях в условиях ограниченного объема данных каждый образец становится важным для формирования представлений об изучаемых объектах и процессах.

Например, при изучении некоторой формации объем используемых выборок может повлиять на оценки УВ-генерирующего потенциала ОВ отложений, на корректность геохимической типизации ОВ и степень его термической преобразованности.

Методика отбора образцов. Влияние гипергенных факторов является существенной помехой при геохимических исследованиях, что требует особого внимания в случае образцов пород с естественных обнажений. Установлено, что для минимизации влияния процессов выветривания на результаты исследований, образцы породы должны быть отобраны с глубины не менее 2 метров. Однако чаще всего отбор проб производится с глубины 20-30 см. Сравнение результатов пиролитических измерений на одном и том же образце породы, взятых вскоре после отбора и два месяца спустя, показали, что в течение указанного периода происходит уменьшение геохимических показателей (Фейзуллаев, Исмаилова, 2004). В ОВ пород реликтовые и низкомолекулярные УВ соединения являются наиболее чувстви-

тельными к экзогенному влиянию. Более низкие величины геохимических параметров пород с естественных обнажений по сравнению с таковыми керновых образцов со скважин могут также быть объяснены воздействием гипергенных процессов.

Неоднородность концентраций. Колебание содержания ОВ в образце (в масштабе мм и см) является результатом естественного неравномерного его захоронения на дне водоемов. Количество ОВ в породе оказывает существенное влияние на показатели его геохимической типизации. В частности, данные пиролиза показывают, что в зависимости от содержания ОВ удельные УВ-продуцирующие и эмиграционные характеристики материнских пород могут значительно меняться (Тагиев, Зейналов, 2010).

Если в процессе литогенеза минеральный состав глинистых пород в основном остается стабильным, то органическая составляющая испытывает существенные преобразования. Для исследования вариации содержания ОВ на микро уровне наиболее подходящими являются образцы с термически преобразованных отложений.

Повторные измерения с одного и того же образца керна свидетельствуют о наличии микро неоднородностей в распределении концентрации ОВ и его качества в небольших фрагментах единого образца. Таким образом, данные свидетельствуют о том, что в параллельно проведенных лабораторных измерениях отличия могут быть значительными.

Результаты повторных геохимических анализов (площадь Дуванный, скв.№ 73)

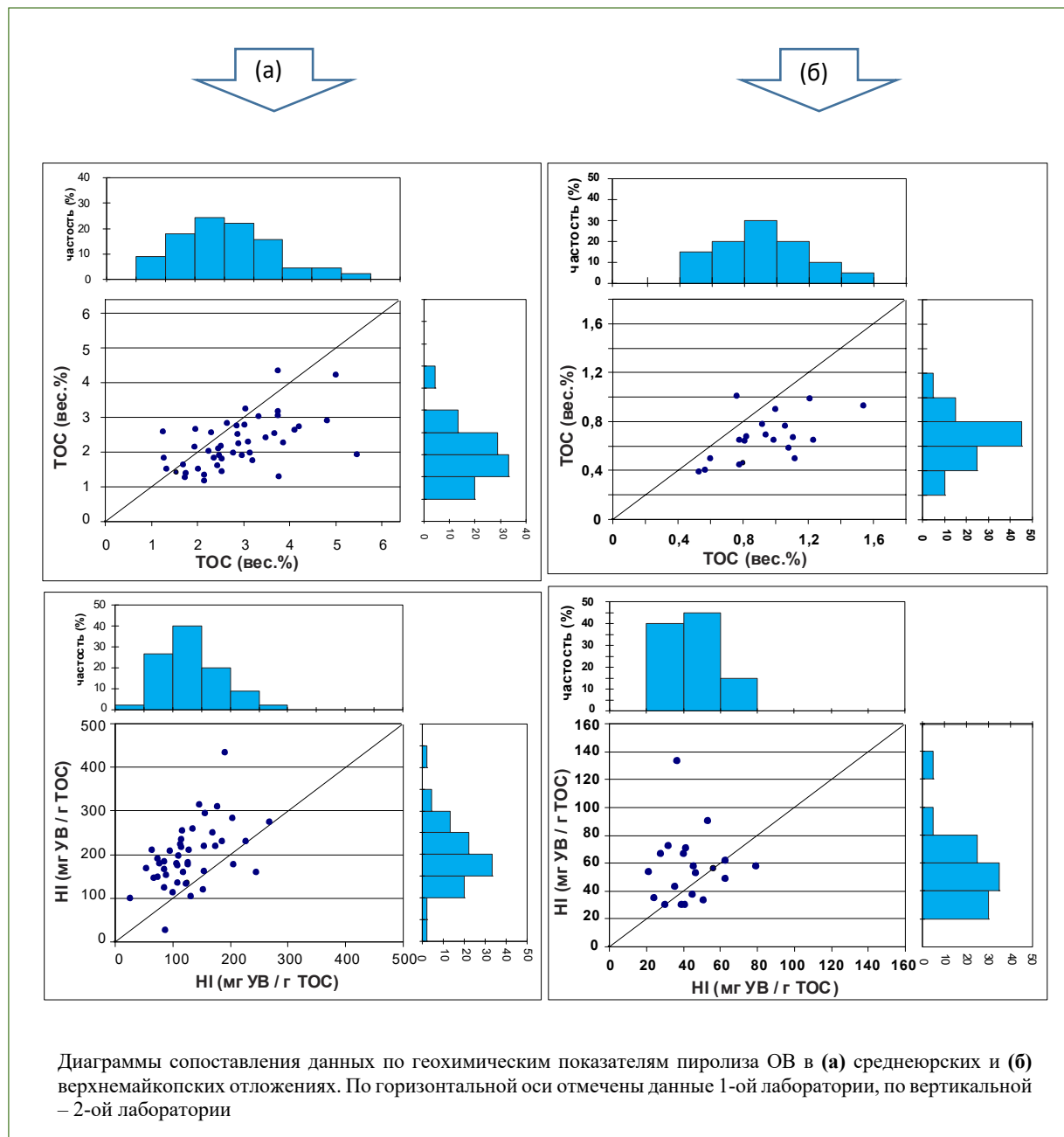
Образец, глубина	№ измерения	ТОС (вес.%)	S1 (мг УВ / г породы)	S2 (мг УВ / г породы)	S3 (мг CO ₂ / г породы)	T _{max} (°C)	HI (мг УВ / г ТОС)	OI (мг CO ₂ / г ТОС)
I. 3390-3400 м	1	0.61	0.10	0.63	0.42	426	103	69
	2	0.61	0.10	0.55	0.9	428	90	148
	3	0.60	0.05	1.21	0.44	429	201	73
	4	0.75	0.07	0.97	0.56	426	129	75
II. 3455-3465 м	1	1.14	0.29	2.67	0.58	430	234	51
	2	0.88	0.25	1.26	1.12	424	143	127
	3	0.50	0.01	0.56	0.44	425	112	88
	4	1.35	0.17	2.29	0.81	429	170	60

Для иллюстрации сказанного в таблице представлены данные пиролиза образцов миоценовых пород, отобранных со скважин площади Дуванный, расположенной на восточном окончании Шамахы-Гобустанской области Азербайджана. Анализы были выполнены в четырех независимых лабораториях. Величины отражательной способности витринита указывают на то, что исследуемый интервал не достиг термических условий катагенеза. Согласно четырем повторным анализам содержание ТОС в первом образце керна варьирует в диапазоне 0.60-0.75%вес. Во втором образце, отобранном ниже по разрезу скважины, отмечено ТОС в пределах 0.50-1.35%. В водородном индексе, являющемся производным от ТОС, отражаются определенные колебания УВ образующего потенциала ОВ. Стабильные величины T_{max} (температурный пик лабораторной термодеструкции ОВ) свидетельствуют о кондиционности анализов.

Данный пример является иллюстрацией естественного разброса значений геохимических параметров в пределах толщи с преимущественно глинистым составом. В данном случае вариация, по всей видимости, отражает естественное колебание содержания ОВ.

Межлабораторная дисперсия. При выполнении региональных обобщающих исследований с привлечением данных из более, чем одной лаборатории эта проблема становится особенно актуальной. Существование такой проблемы наиболее контрастно отражено в специальном исследовании (Dembicki, 1984).

Для изучения межлабораторной дисперсии мы воспользовались результатами аналитических исследований ОВ пород, выполненных на различных фрагментах одного и того же образца в двух зарубежных лабораториях, благодаря чему были созданы параллельные выборки. Ниже на примере данных пиролиза образцов (по методике Rock Eval) с естественных обнажений среднеюрских и верхнемайкопских отложений приводится графическое представление сравнительного анализа (Рис.).



Первый набор состоял из результатов анализа образцов, отобранных на обнажении верхнемайкопских отложений, в северо-западной части Шамахи-Гобустанского района. Майкопские отложения в этой части района не погружались на глубины катагенетического преобразования ОВ и остались незрелыми с геохимической точки зрения (среднее значение $\%R_o=0.36$).

Второй набор состоял из результатов анализа образцов, отобранных с естественных выходов на поверхность среднеюрских отложений на северном склоне Б.Кавказа. ОВ в этих отложениях претерпело глубокое катагенетическое преобразование (среднее значение $\%R_o=1,57$), следовательно, геохимическая характеристика этих образцов будет отличаться от рассмотренного ранее первого набора (см. Рис.1). Несимметричность облака точек относительно диагональной линии и расположение его ниже линии равных значений указывает на наличие систематического смещения в измерениях.

Таким образом, на конкретных примерах показаны особенности различных факторов, влияющих на результаты геохимических исследований УВ потенциала.

Выводы

При интерпретации геохимических исследований необходимо учитывать влияние комплекса различных факторов, наиболее важными из которых являются точность и чувствительность аналитических приборов, объем выборки, методика отбора, неоднородность образцов и межлабораторная дисперсия. Для обеспечения качества и достоверности интерпретации УВ-образующих свойств пород и их катагенетической зрелости необходимо учитывать эти факторы.

Обеспечивая равномерность охвата геологических объектов со статистически значимым объемом анализов можно минимизировать риск недооценки или переоценки исследуемых свойств, в частности УВ потенциала материнской толщи и степени его термического преобразования.

Экзогенные процессы оказывают существенное влияние на геохимические показатели. Как правило, ОВ в керне характеризуется меньшей гипергенной преобразованностью по сравнению с породами, отобранными с естественных обнажений.

ЛИТЕРАТУРА

- Тагиев М.Ф., Зейналов Г.А. Об исследовании генерационного потенциала пород и эффективности первичной миграции углеводородов из нефтематеринских отложений на основе данных пиролиза. SOCAR Proceedings, No. 2, 2010, с.16-19.
- Фейзуллаев А.А., Исмаилова Г.Г. Некоторые методические аспекты геохимических исследований пород и флюидов. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы 7-ой международной конференции. ГЕОС. Москва. 2004, с. 518-520.
- Dembicki H.Jr. An interlaboratory comparison of source rock data. Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 48, 1984, с. 2641-2649.

О МЕТОДИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

Тагиев М.Ф.

SOCAR, НИПИ «Нефтегаз»: tagiyevm@hotmail.com

Резюме. Рассмотрен ряд методических проблем, сопутствующих геохимическим исследованиям образцов пород с естественных обнажений и скважин (пиролиз пород, определение– отражательной способности витринита). На примере данных по некоторым площадям Азербайджана показано существование комплекса факторов, оказывающих влияние на результаты органо-геохимических исследований осадочных отложений.

Ключевые слова: *органическое вещество, пиролиз, межлабораторная дисперсия*

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Тананыхин Д.С., Григорьев М.Б.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Tananykhin_DS@pers.spmi.ru

SAND MANAGEMENT TECHNOLOGY FOR THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS WITH UNCONSOLIDATED RESERVOIRS

Tananykhin D.S., Grigorev M.B.

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "St. Petersburg Mining University":
Tananykhin_DS@pers.spmi.ru

Keywords: sand production, laboratory experiments, reservoir saturation, unconsolidated reservoir, granulometric composition

Summary. Development of oil fields with unconsolidated reservoirs is often accompanied by uncontrolled destruction of the bottom hole formation zone of the reservoir, followed by the removal of solid suspended particles into the wellbore. Traditional methods of combating sand occurrence including the installation of screens, using chemical treatment, changing the profile of the well, etc. are not effective enough. Failure to achieve the design indicators is associated with a significant decrease in the productivity due to the destruction of the reservoir. According to the program No. 2020611693 created by the author, the permissible depression is no more than 0.15 MPa in some cases. The main idea of the approach is to provide scientifically-based controlled sand free production, as well as control of various parameters of the fluid, well and reservoir in order to influence the sand production process and maintain the bottom-hole zone of the formation in a geomechanically stable state. It was found that water and gas saturation of the formation have a multidirectional effect on the process of sand production and the dependences of both the quantity and the granulometric composition of the removed particles on the pressure drop and the saturation of the formation were established as a result of the conducted experiments.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

По мере выработки запасов легкодоступной нефти и развития технологий добычи, нефтегазодобывающие компании постепенно переходят к разработке ранее нерентабельных активов. За последние пять лет в Западной Сибири в эксплуатацию были введены несколько нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, разработка которых дополнительно осложняется высокой вязкостью нефти и слабой цементированностью пород продуктивного пласта. В слабосцементированных породах-коллекторах распределение напряжений в горной породе играет ключевую роль в целостности и устойчивости призабойной зоны и возможности ее разрушения. Некоторые исследователи, однако, отмечают, что в коллекторах подобного типа поведение породы больше похоже на почву, чем на полноценную горную породу.

Проведенные в Санкт-Петербургском горном университете аналитические исследования показали, что пескопроявление инициируется, когда действующие напряжения в призабойной зоне пласта (ПЗП) превосходят прочность породы. Ее устойчивость зависит от многих факторов, но основные из них: механические свойства горной породы; насыщенность ПЗП пластовыми флюидами; физико-химические свойства пластовых флюидов; горное давление; влекущая (кинетическая) сила, выносимая потоком; сила сопротивления (сила трения, гравитация, когезия); содержание глины; поровое давление; забойное давление; режим течения флюида.

Метод (и/или Теория)

С целью физического моделирования процесса пескопроявления в Санкт-Петербургском горном университете создан лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами (рис. 1).

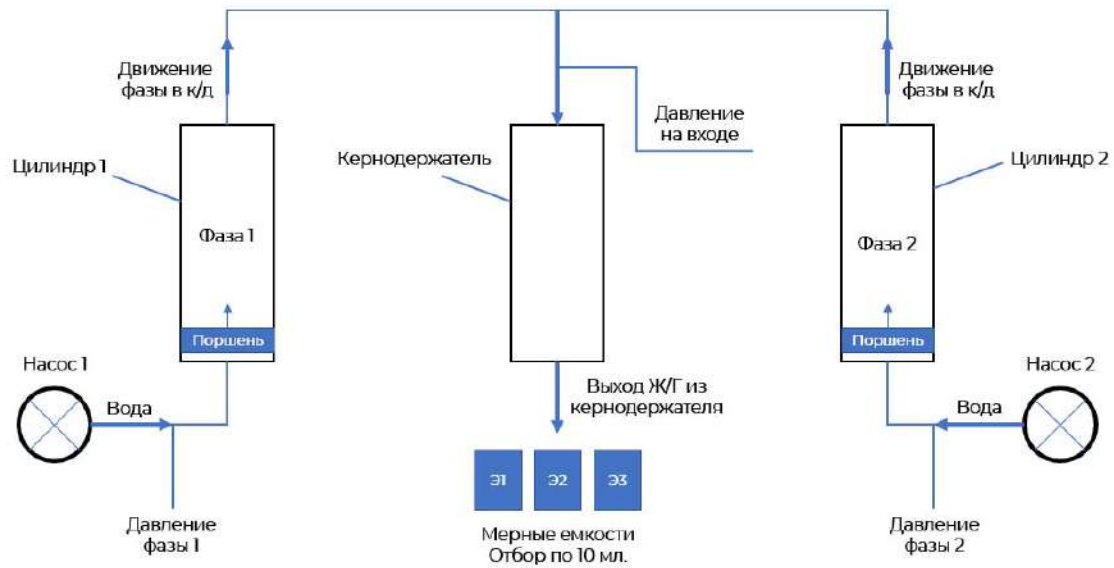


Рис. 1. Схема лабораторного стенда

Программа исследований состояла из серии фильтрационных экспериментов, проводимых в условиях, приближенных к пластовым, с моделированием давлений и гранулометрическим составом пласта-коллектора, что позволило воссоздать характер выноса механических частиц в призабойной зоне имитируемого пласта.

Обсуждение результатов

В результате проведенных исследований установлен характер стабилизации, который во многом определяется фильтрующей через образец насыпной модели фазой – при фильтрации водонефтяных смесей начальный КВЧ в абсолютных значениях обладает одним из наибольших значений, однако резко снижается с течением времени, и уже к третьей пробе достигает 15-20% от начального значения. Для газонефтяных смесей ситуация противоположная – данные смеси обладают низким КВЧ в абсолютных значениях, но с течением времени содержание механических примесей в фильтрате снижается не так значительно, достигая к третьей пробе 45-55% от начального значения (рис. 2).

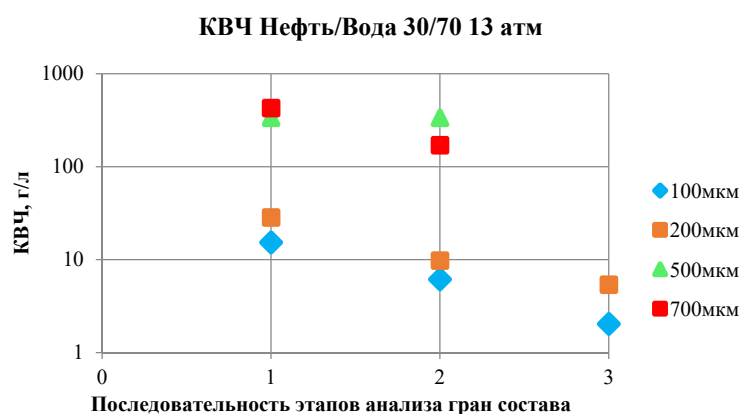


Рис. 2. Результаты лабораторных экспериментов с фильтрацией газонефтяных смесей с твердыми взвешенными частицами

Свидетельства влияния фильтрации водонефтяных смесей на процесс пескопроявления изложены в работах (Salahi et al., 2021; Dabirian et al., 2018), при этом в работе (Лежнев и др., 2020) отмечается, что влияние объемного распределения фаз в потоке флюида распространяется только на частицы диаметром более 10 мкм. Влияние же газовой фазы на течение пескопроявления подтверждается результатами работы (Grigorev et al., 2020).

Выводы

1. По результатам исследований было выявлено, что основным периодом разрушения призабойной зоны пласта является этап освоения скважины. На третьи сутки эксплуатации пескопроявление снижается более чем на 80 %.

2. Исследованиями отмечено, что для движения газонефтяных смесей характерно более низкое количество взвешенных частиц (КВЧ), но оно более продолжительное, прежде всего за счёт миграции частиц диаметров менее 10 мкм. Проведённые исследования по оценке влияния дебита скважины на КВЧ показали, что снижение расхода приводит к логарифмическому снижению КВЧ. Повышение перепада давления в 2.5 раза приводит к росту количества выносимых частиц в 1.2 - 8 раз в зависимости от времени работы скважины, что дополнительно подтверждает необходимость проведения технологически безопасного этапа освоения скважины.

3. Полученные результаты продемонстрировали необходимость учёта не только геохимических свойств горной породы и возможность пластовых флюидов выносить частицы породы, но, прежде всего, требуется принимать во внимание физико-химические факторы насыщенности ПЗП различными флюидами. Создание плёночно-удерживаемых частиц горной породы позволяет сократить КВЧ до 2.3 раза в зависимости от вязкости нефти.

4. Проведённые исследования по изучению фазового состояния потока (содержание воды в потоке менялось от 10 до 90%) показали, что вода не интенсифицирует процесс пескопроявления.

5. Результаты аналитических расчётов и лабораторных экспериментов показали, что дополнительный учёт физико-химического фактора позволяет надёжно прогнозировать геомеханическое состояние ПЗП и достоверно рассчитывать время начало пескопроявления.

ЛИТЕРАТУРА

- Salahi A., Dehghan A.N., Sheikhzakariaee S.J., Davarpanah A. Sand production control mechanisms during oil well production and construction. *Petroleum Research*, 2021, DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.02.005.
- Dabirian R. et al. Numerical simulation and modeling of critical sand-deposition velocity for solid/liquid flow. *SPE Production and Operations*, Vol. 33, No. 4, 2018, DOI: 10.2118/187049 PA.
- Лежнев К. А., Рошкетаяев А., Пашкин В. Интегрированная модель процесса выноса песка в системе пласт – фильтр – скважина. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*. Москва, 2019.
- Grigorev M.B., Tananykhin D.S., Poroshin M.A. Sand management approach for a field with high viscosity oil. *Journal of Applied Engineering Science*, No. 18, 2020, с. 64-69.

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Тананыхин Д.С., Григорьев М.Б.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Tananykhin_DS@pers.spmi.ru

Резюме. Разработка нефтяных месторождений со слабосцементированными коллекторами часто сопровождается неконтролируемым разрушением призабойной зоны пласта с последующим выносом твердых взвешенных частиц в ствол скважины. Актуальность работы связана с тем, что традиционные методы борьбы с пескопроявлением, включающие в себя установку фильтров, создание разного рода экранов, в том числе химических, изменение конструкции скважины и т.д. недостаточно эффективны. Недостижение проектных показателей связано со значительным снижением продуктивности скважин из-за разрушения коллектора. Согласно созданной автором программы ЭВМ № 2020611693 допустимая депрессия составляет в ряде случаев не более 0.15 МПа. Основной идеей подхода является обеспечение научно-обоснованной контролируемой добычи песка, а также управление различными параметрами жидкости, скважины и пласта с целью влияния на процесс пескопроявления и поддержание призабойной зоны пласта в геомеханически стабильном состоянии. В результате проведенных исследований установлено, что водо- и газонасыщенность породы разнонаправленно влияют на процесс пескопроявления, а также установлены зависимости как количества, так и гранулометрического состава вынесенных частиц от перепада давления и насыщенности породы.

Ключевые слова: производство песка, лабораторные эксперименты, насыщение резервуара, неконсолидированный резервуар, гранулометрический состав

**МЕТОДИКА И ОТДЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАНГОВОГО
ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ЗОН
НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЙ В ПЛАТФОРМЕННОЙ ОБЛАСТИ
НА ПРИМЕРЕ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА**

Умурзаков Р.А.¹, Раббимкулов С.А.², Ахмедов Х.Р.³, Тураев Ш.А.¹

¹Ташкентский государственный технический университет,
Узбекистан: umrah@mail.ru, umruzok54@gmail.com

²Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, УГН, Узбекистан

³Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан

**METHODOLOGY AND INDIVIDUAL RESULTS OF RANK PALEOTECTONIC ANALYSIS
IN THE IDENTIFICATION OF OIL AND GAS ACCUMULATION ZONES IN THE PLATFORM REGION
USING THE EXAMPLE OF THE BUKHARO-KHIVA REGION**

Umurzakov R.A.¹, Rabbimkulov S.A.², Akhmedov Kh.R.³, Turaev Sh.A.¹

¹Tashkent State Technical University, Uzbekistan: umrah@mail.ru, umruzok54@gmail.com

²The Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, University of Geological Sciences, Uzbekistan

³Karshinsky Engineering and Economic Institute, Uzbekistan

Keywords: *paleotectonic analysis, methodology, rank approach, oil and gas*

Summary. A study of the use of paleotectonic analysis to determine the age of oil and gas trap structures is provided. It was noted that all previous paleotectonic studies were performed with data superimposed on each other related to factors of different scope and genesis, without taking into account the influence of their different rank components. This circumstance does not provide sufficient information about real processes. Therefore, the need to use the developed method of rank paleotectonic analysis is justified, the methodological basis of which is based on ideas about the system tectodynamic model of the tectonosphere. Maps of isopachites of tectonic movements of three ranks were built for five time intervals of Mesozoic-Cenozoic history: Early-Middle Jurassic, Late Jurassic, Cretaceous, Paleogene and Neogene-Quaternary. Seven categories of oil and gas accumulation zones are identified, differing in paleotectonic indicators.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

При изучении условий формирования ловушек и залежей нефти и газа наибольшее значение придаётся роли палеотектонического анализа. Детальное описание различных аспектов палеотектонического анализа было выполнено В.В.Белоусовым, М.Я.Рудкевичем, К.А.Машковичем, В.Б.Нейманом, Н.И. Ворониным, В.М. Мухиным, А.Т. Колотухиным, И.Х. Халисматовым, А.Х.Нугмановым и др. Палеотектонические исследования проводились наряду с рассмотрением структурно-тектонических показателей, которые определяли особенности распределения залежей нефти и газа. Отмеченными выше авторами и впоследствии А.Х.Нугмановым (2010) было установлено, что при формировании структур ловушек немаловажное значение имеют палеогеографические, геохимические условия, а также фактор времени. В настоящее время данные палеотектонического анализа используются для выявления закономерностей геологического строения, на основе которых осуществляется прогнозирование развития ловушек нефти и газа различного типа в терригенных и карбонатных отложениях (А.Х.Нугманов, Б.И.Хожиев). Однако следует отметить, что все предыдущие палеотектонические исследования выполнены на основе интерференционной картины движений и деформаций с наложенными друг на друга данными, связанными с различными по масштабу охвата и генезиса факторами, без учёта влияния их разноранговых составляющих. Это обстоятельство не позволяет в достаточной мере получить инфор-

мацию о реальных процессах. Поэтому нами была разработана методика рангового историко-структурного (или палеотектонического) анализа (Умурзаков, 2008), методологическую основу которой составляют представления о системной модели тектоносферы, где в качестве основных элементов представлены тектодинамические системы разных рангов (Николаев, 1992).

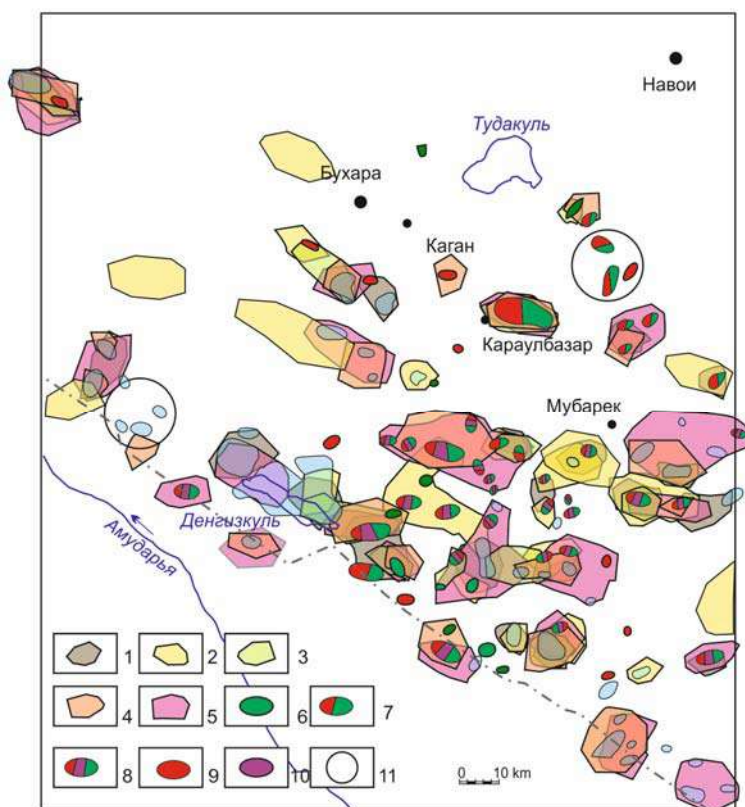
Метод (и/или Теория)

Тектодинамическая система представляет собой модель взаимодействия тектонических движений, деформаций и тектонических напряжений в определённой геологической среде, характеризуемой целостными свойствами (Николаев, 1992). Действующие в земной коре напряжения определяют характер и особенности возникающих деформаций. На основе изучения зависимостей распределения расстояний между разрывными нарушениями от их длины, а также расстояний между очагами землетрясений от их энергетического показателя были установлены масштабные показатели тектодинамических систем для территории западной части Тянь-Шаня и прилегающих районов Туранской плиты (Умурзаков, 2008). С учётом этих масштабных показателей осуществляется выбор размеров палеток или «окошек осреднения» исходных данных в соответствии с размерами «неоднородностей», что позволяет выявить особенности ранговых составляющих тектонических движений и деформаций. Вместе с тем следует учитывать и фактор времени: тектодинамические системы низших рангов действуют длительно, охватывают большие объёмы земной коры; более высоких рангов – проявляются кратковременно, охватывают локальные объёмы земной коры. Они все проявляются в геологической истории ритмично, имеют конкретную геохронологическую привязку (Умурзаков, 2023). Отсюда следует, что при изучении истории геологического развития регионов, необходимо проводить палеотектонический анализ по каждой ранговой составляющей отдельно. Именно такой подход является генетическим, учитывающим разнообразие действующих факторов, влияющих на формирования геологических структур. Для территории Бухаро-Хивинского региона по характеру проявления тектонических режимов было выделено три крупнейших ритма первого ранга (начальные фазы которых соответствуют: первого – предположительно пермо-триасу; второго – концу келловей-оксфорда – началу киммеридж-титона поздней юры, третьего – началу олигоцена). Каждый из этих ритмов включает «активную» и «пассивную» фазы. Всего выделено пять фаз (ранне-среднеюрский, позднеюрский, меловой, палеогеновый и неоген-четвертичный), для которых был выполнен анализ мощностей. В качестве исходных данных использованы скважинные материалы и фрагменты карт изопохит, составленные А.Х.Нугмановым и др., (2010). Для разложения исходной карты изопохит методом «скользящего окна» с выбранными размерами окон (10x10 км; 25x25 км; 95x95 км) выполнен расчёт средних значений мощностей. Максимальный (третий) размер «окна осреднения» позволяет выявить региональные особенности, соответствующие низшему (условно первому) рангу для данного масштаба исследований. В последующем выполняется процедура вычитания наложенных деформаций: из данных по второму «окну» вычитаются данные третьего, и из первого – второго и получают соответственно вторую и третью ранговые составляющие. В дальнейшем проводится анализ изменения рисунка структурного плана в отмеченных фазах тектонических движений и деформаций отдельно по каждой ранговой составляющей с построением изопохического треугольника.

Обсуждение результатов

Для апробации методики рангового палеотектонического анализа выбрана центральная часть Бухаро-Хивинского региона. Получен комплекс картографических материалов и выполнен анализ истории развития структурных рисунков каждой ранговой составляющей с оценкой возраста заложения. На уровне первого ранга на фоне общего опускания в ранне-средней и поздней юре и в меловое время, в палеогеновое время отмечено резкое изменение ориентировки структуры поднятие-впадина с северо-западного на субмеридиональное, а в неоген-четвертичное время возникает крупное поднятие северо-восточной ориентировки с суммарным размахом амплитуды движений 800-1000 метров. Однако эта структура не нашла своего отражения в более глубоких горизонтах ниже-средней и верхней юры, мела, что может быть связано с большой амплитудой юрских и меловых опусканий, и при осреднении на уровне первого ранга они не были выявлены. На уровне второго ранга отмечен дифференцированный характер распределения поднятий и впадин, каждая фаза характеризуется своеобразным структурным планом. Вместе с тем в более поздние фазы наблюдается частичное изменение структурного плана с появлением Денгизкульской зоны поднятий. В меловое время наблюдалось расширение зоны опусканий при сохранении её общей ориентации, и лишь в палеогене наблюдается переработка структур-

ного плана с формированием Каганского, Мубарекского, Газлийского поднятий, разделённых впадинами, а также Култакско-Кандымской зоны поднятий, которая усилилась в неоген-четвертичное время. На уровне третьего ранга возникшие в ниже-среднеюрское время локальные структуры сохраняют, с небольшим исключением, свои положения в поздней юре и частично – в меловое время. Изменение рисунка структурного плана в основном наблюдается в палеогеновое и неоген-четвертичное время. Вместе с северо-западными появляются зоны локальных поднятий северо-восточного и субширотного простираний. В терригенных ниже-среднеюрских отложениях отмечены антиклинальные структуры третьего ранга, сформированные на различных фазах MZ-KZ деформаций, что позволило выделить три типа площадей: к первому типу отнесены площади структур ранне-среднеюрского времени заложения и «унаследованного длительного прерывистого развития» в течение всего MZ-KZ; ко второму типу отнесены площади, характеризующиеся ранне-среднеюрским временем заложения локальных структур третьего ранга и последующего унаследованного прерывистого развития в период до начала палеогена; к третьему типу отнесены площади, где локальные структуры третьего ранга в пределах ниже-средней юры характеризуются неоген-четвертичным возрастом заложения. Помимо этого, составлена карта-схема наложения площадей проявления локальных структур третьего ранга по всем пяти фазам мезозойско-кайнозойских движений (рисунок), на которой выделены площади с различным характером палеотектонического развития: унаследованного прерывистого развития в течение всего MZ-KZ, испытавших перестройку в последующие фазы деформаций, наложенных в неоген-четвертичное время.



Площади различной палеотектонической истории формирования локальных структур третьего ранга, заложенных в разных фазах мезозойско-кайнозойских движений: 1 - ранне-среднеюрской, 2 - позднеюрской, 3 - меловой, 4 - палеогеновой, 5 - неоген-четвертичной. Месторождения УВ: 6 - нефтяные, 7 - нефтегазовые, 8 - нефтегазоконденсатные, 9 - газовые, 10 - газоконденсатные, 11 - отдельные площади отсутствия локальных антиклинальных структур третьего ранга

На основе этих данных выделены зоны нефтегазонакопления, в которых наблюдается группирование месторождений УВ на площадях, отличающихся возрастом заложения и унаследованностью, а также перестройкой и появлением новых элементов (см. рисунок). По характеру соотношения показателей все зоны разбиты на 7 категорий. В пределах исследуемой части Бухарской ступени выделено 7

зон, в Чарджоуской – 12 зон нефтегазонакопления. Анализ распределения залежей УВ в зонах с различным возрастом формирования антиклинальных структур-ловушек показывает, что залежи встречаются не только в структурах древнего заложения, но и палеоген-неоген-четвертичного возраста формирования. При этом наблюдается преимущественное распределение газоконденсатных залежей в более молодых антиклинальных структурах неоген-четвертичного заложения в карбонатной позднеюрской толще (см. рисунок).

Выводы

Таким образом, ранговый палеотектонический анализ позволил выявить особенности геологического развития ранговых составляющих тектонических движений центральной части Бухаро-Хивинского региона. По времени формирования и наложения структурных планов третьего ранга по всем пяти фазам мезозоя-кайнозоя выделены семь категорий зон нефтегазонакопления. В зонах наложения разновозрастных структур и их унаследованного развития месторождения, как правило, имеют многоярусный характер, что объясняется палеотектоническими особенностями разреза. На большей части территории, где локальные антиклинальные структуры третьего ранга не выявлены, могут иметь место структурные элементы более высоких рангов, к которым приурочены группы из нескольких или одиночные месторождения. Ловушками этой части могут быть не только мелкие антиклиналы, но и неантиклинального, литологически и тектонически экранированного типов. По результатам исследований выданы рекомендации выполнения поисковых работ.

ЛИТЕРАТУРА

- Нугманов А.Х. Условия накопления и особенности строения юрской карбонатной толщи Амударьинской синеклизы. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, Москва, No. 2, 2010, с. 15-18.
- Николаев П.Н. Методика тектонодинамического анализа. Недра. Москва. 1992. 295 с.
- Умурзаков Р.А. Деформационные режимы и палеотектонические напряжения низшего ранга западной части Тянь-Шаня в Мезозое – Кайнозое. *Geodynamics & Tectonophysics*, Vol. 14 (1), article 0687, 2023, DOI:10.5800/GT-2023-14-1-0687.

МЕТОДИКА И ОТДЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАНГОВОГО ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЙ В ПЛАТФОРМЕННОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА

Умурзаков Р.А.¹, Раббимкулов С.А.², Ахмедов Х.Р.³, Тураев Ш.А.¹

¹Ташкентский государственный технический университет,

Узбекистан: umrah@mail.ru, umruzok54@gmail.com

²Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, УГН, Узбекистан

³Каршинский инженерно-экономический институт, Узбекистан

Резюме. Приводится исследование применения палеотектонического анализа для определения возраста структур-ловушек нефти и газа. Отмечено, что все предыдущие палеотектонические исследования выполнены с наложенными друг на друга данными, связанными с различными по масштабу охвата и генезиса факторами, без учёта влияния их разноранговых составляющих. Это обстоятельство не позволяет в достаточной мере получить информацию о реальных процессах. Поэтому обосновывается необходимость применения разработанной методики рангового палеотектонического анализа, методологическую основу которой составляют представления о системной тектодинамической модели тектоносферы. Построены карты изопакит тектонических движений трёх рангов для пяти временных интервалов мезозойско-кайнозойской истории: ранне-среднеюрской, позднеюрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной. Выделены семь категорий зон нефтегазонакопления, отличающиеся палеотектоническими показателями.

Ключевые слова: палеотектонический анализ, методика, ранговый подход, нефть и газ

РОЛЬ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА В СОСТОЯНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Богданов А.Н., Каршиев О.А., Хмыров П.В.

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»), Республика Узбекистан
100164, г. Ташкент, ул. Олимлар, 64: bogdalex7@yandex.ru

THE ROLE OF THE BUKHARO-KHIVA REGION IN THE STATE OF THE HYDROCARBON POTENTIAL OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN

Bogdanov A.N., Qarshiev O.A., Khmirov P.V.

State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Deposits», Republic of Uzbekistan
64, Olimlar str., Tashkent, 100164: bogdalex7@yandex.ru

Keywords: field, reservoir, hydrocarbons, oil, gas, reserves, productions

Summary. The article presents a brief overview of the development of the oil and gas potential of the Bukhara-Khiva region over the entire period of exploration for oil and gas, information on the state and growth of reserves, annual and cumulative production of hydrocarbons. The Bukhara-Khiva oil and gas region is the leader in the Republic of Uzbekistan in terms of the number of discovered fields, initial reserves, indicators of annual and cumulative hydrocarbon production. One of the most striking factors influencing this state of affairs is the fact that 4 unique hydrocarbon deposits have been discovered in the region. Currently, within the Bukhara-Khiva region 514 oil and gas deposits have been identified, which are concentrated in 203 hydrocarbon deposits in the stratigraphic range from the Lower-Middle Jurassic to the Upper Cretaceous inclusive, the predominant amount of which contains free gas. The main stratigraphic range of the region containing hydrocarbon reserves is the Middle-Upper Jurassic carbonate deposits, which account for up to 82.4% of the initial reserves and 78.5% of the cumulative production of the region. The authors noted that the depletion of the main, unique deposits of the region is at a fairly high level, however, these deposits still provide more than a third of the annual production of the Bukhara-Khiva region. It also indicates a significant share in the structure of the raw material base of large deposits. Based on the results of the analysis, it was determined that, in aggregate, for unique and large deposits, the share of initial reserves is 82.7%, annual production – 81.7%, cumulative production – 92.1% of the total for the region.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

В 1953 году с открытием месторождений Сеталантепе и Ташкудук в пределах Бухаро-Хивинского региона (БХР) была доказана его промышленная газоносность и открыта новая страница в истории становления нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан (Богданов, Хмыров, 2021). Через 3 года, в 1956 году, выявляется нефтегазоконденсатное месторождение Газли, что позволяет отнести регион к категории нефтегазоносных, а само месторождение становится первым уникальным по запасам углеводородного (УВ) сырья месторождением Советского Союза (Абдуллаев и др., 2022). Ввод его в эксплуатацию в 1962 году позволил республике существенно нарастить объемы добычи свободного газа до 9.2 млрд. м³ в 1964 году (из которых 91.3% приходилось на месторождение Газли). С этого момента БХР становится флагманом углеводородно-сырьевой базы республики и несменным лидером по объемам ежегодной добычи нефти и газа (Абдуллаев и др., 2019 а,б).

Материалы и методы

В основу исследований положен комплексный анализ о приросте, состоянии и движении запасов промышленных категорий, ежегодной и накопленной добычи УВ-сырья БХР. Источником данных служили формы Государственной статистической отчетности – Государственные балансы полезных ископаемых Республики Узбекистан.

Результаты и обсуждение

Мировая история разработки месторождений нефти и газа показывает, что основной объем добычи приходится на уникальные и крупные по величине запасов месторождения. По данному показателю Республика Узбекистан не исключение. Из 296 месторождений углеводородов с суммарными начальными запасами промышленных категорий в объеме 5.73 млн. т.у.т на долю уникальных месторождений (4 единицы) приходится 36.4%, на долю крупных месторождений (27 единиц) – 44.1%, на долю средних по запасам месторождений (31 единица) – 9.0% и на долю мелких месторождений (234 единицы) – 10.4%. То есть в уникальных и крупных месторождениях совокупно сосредоточено 80.5% начальных запасов УВ промышленных категорий. Такая ситуация распространяется и на показатели накопленной добычи УВ. На долю уникальных и крупных месторождений суммарно приходится 85.9% от накопленной добычи УВ республики за весь период эксплуатации.

БХР является нефтегазоносным регионом, промышленная продуктивность в котором установлена в терригенных отложениях ниже-среднеюрского возраста, карбонатных отложениях средне-верхнеюрского возраста и терригенных отложениях мелового возраста (Богданов и др., 2022). При этом на долю меловых терригенных отложений приходится 16.4% от начальных запасов УВ промышленных категорий, на долю юрских терригенных отложений – 1.2% и на долю юрских карбонатных отложений – 82.4%. Аналогично количеству запасов распределились и показатели накопленной добычи: 20.9% приходится на терригенные отложения мелового возраста; 0.6% – на юрские терригенные отложения и 78.5% – на юрские карбонатные отложения.

До 70-х годов XX столетия месторождения БХР имели залежи УВ в основном в разрезе меловых терригенных отложений. Однако позднее вскрытие в ряде скважин на месторождениях Уртабулак, Южный Памук, Алан и др. значительных мощностей карбонатной формации позволило сделать вывод о наличии ловушек рифового типа, которые создают условия для локализации в их объеме запасов углеводородов с высокой концентрацией на единицу объема. Указанный факт имел большое значение для концентрации геологоразведочных работ целенаправленно на юрские карбонатные отложения. В результате в середине 60-х годов прошлого столетия общее количество выявленных залежей УВ составляло 115 единиц, в том числе в разрезе меловых отложений – 58 единиц, в разрезе юрских карбонатных отложений – 48 единиц и 9 залежей УВ – в юрских терригенных отложениях.

В этот период было открыто уникальное месторождение Газли с начальными запасами УВ на тот период в количестве 579.1 млн. т.у.т, которые в полном объеме были приурочены к меловым терригенным отложениям, что составляло соответственно 87.9% от начальных запасов УВ меловых отложений БХР, 81.4% от начальных запасов БХР и 60.8% от начальных запасов УВ промышленных категорий в целом Республики Узбекистан.

Аналогичная ситуация сложилась и в добыче углеводородного сырья. Так, в начале 60-х годов XX столетия годовая добыча углеводородного сырья в БХР составляла 11.2 млн. т.у.т, из которых 8.7 млн. т.у.т (77.7%) приходилось на месторождение Газли. Но уже в конце 60-х годов добыча УВ в БХР достигла 36.2 млн. т.у.т, из которых 29.6 млн. т.у.т (81.8%) – по Газли.

К 1967 году на долю меловых отложений приходилось 84.7% от суммарных начальных запасов углеводородов промышленных категорий региона, на долю юрских карбонатных отложений – 14.4%, на долю юрских терригенных отложений – 0.9%; доля накопленной добычи УВ из меловых отложений составляла 87.9%, из юрских карбонатных отложений – 12.1%; годовая добыча (1966 год) – 73.4% из терригенных отложений мелового возраста, 26.6% – из юрских карбонатных отложений.

С ростом объемов геологоразведочных работ целенаправленно на юрские карбонатные отложения к 1980 году общее количество залежей возросло до 181 единицы, в том числе в меловых отложениях – 65, в юрских карбонатных отложениях – 101, в юрских терригенных отложениях – 15. В этот же период в БХР выявлено еще 3 уникальных по запасам УВ месторождения, доведя тем самым их количество не только в БХР, но и в целом по Республике Узбекистан до 4 единиц. Это существенно повлияло на состояние сырьевой базы углеводородов БХР, так как доля их в общем объеме начальных запасов углеводородов региона составила 67.5%. При этом доля годовой добычи УВ из уникальных месторождений (1980 год) от суммарной годовой добычи по региону составила 63%, а доля накопленной добычи – 74.4%.

Следующим по значимости является фонд крупных по запасам УВ месторождений. На 1980 год долевое участие крупных месторождений в общем объеме начальных запасов углеводородов региона составило 26.6%. При этом, доля годовой добычи УВ (1980 год) от суммарной добычи по региону составила 29.6%, а доля накопленной добычи – 20.1%.

Суммарно по этим двум группам месторождений (уникальные и крупные) вышеуказанные показатели имеют подавляющее значение и составляют соответственно: долевое участие начальных запасов УВ по отношению к региону – 94.1%; доля годовой добычи УВ (1980 год) от суммарной добычи по региону составила 92.6%; доля накопленной добычи – 94.5%.

Открытие 3 уникальных месторождений в разрезе юрских карбонатных отложений сильно изменило распределение запасов УВ по стратиграфическому диапазону. Так, доля начальных запасов УВ юрских карбонатных отложений по региону выросла до 69.1%, доля меловых терригенных отложений снизилась до 30.6%, доля юрских терригенных отложений была крайне мала и составляла 0.3%. Ввиду того, что на 1980 год на уникальных и крупных месторождениях с залежами УВ в разрезе карбонатных отложений юры еще не в полной мере были реализованы добычные возможности (начальная стадия разработки), показатели ежегодной добычи углеводородного сырья находились на уровне 45.6% (против 53.8% по меловым отложениям, оставшиеся 0.6% приходились на юрские терригенные отложения). Скромно выглядели показатели накопленной добычи: на долю юрских карбонатных отложений приходилось 13.2%; на долю терригенных меловых отложений – 86.5%; на долю юрских терригенных отложений – 0.3%.

В настоящее время в пределах БХР выявлено 514 залежей нефти и газа, которые сконцентрированы в 203 месторождениях углеводородного сырья. Из них в разрезе меловых терригенных отложений выявлено 84 залежи УВ, в разрезе юрских карбонатных отложений – 374 залежи и в разрезе юрских терригенных отложений – 56 залежей.

В настоящее время все уникальные месторождения БХР уже достаточно выработаны и находятся на завершающей стадии разработки. Так, выработанность месторождения Газли составляет 85%, месторождения Шуртан – 82.7%, месторождения Денгизкуль-Хузак-Шады-Северный Денгизкуль-Ходжасаят – 61%, месторождения Зеварды – 89.1%. Несмотря на такую большую выработанность, эти месторождения и сегодня дают в совокупности 33.4% от годовой добычи УВ БХР (2022 год) и 25.6% от добычи УВ Республики Узбекистан.

Кроме того, доля начальных запасов УВ, сконцентрированных в крупных по запасам углеводородного сырья месторождениях, составляет 37.3% от суммарных по региону. При этом годовая добыча углеводородов равна 47.5% от ежегодной добычи УВ региона (2022 год). Показатели накопленной добычи за весь период эксплуатации также существенны и составляют 35.5% от суммарных значений по региону.

Совокупно показатели по уникальным и крупным по запасам УВ месторождениям следующие: доля начальных запасов УВ составляет 82.7% от суммарных по региону; годовая добыча углеводородов равна 81.7% от ежегодной добычи региона; накопленная добыча составляет 92.1% от суммарных значений по региону.

Выводы

Как видим, влияние уникальных и крупных по запасам УВ месторождений на показатели сырьевой базы БХР без преувеличения огромно, так же как и на показатели Республики Узбекистан в целом (рис. 1, 2). Так доля начальных запасов УВ в уникальных и крупных по запасам месторождениях БХР составляет 66.3% от начальных запасов промышленных категорий Республики Узбекистан. Годовая добыча (2022 год) составляет 62.3% от годовой добычи республики, а показатели накопленной добычи УВ за весь период эксплуатации составляют 82.3% от накопленной добычи Узбекистана.

Распределение показателей, характеризующих годовую добычу нефти и газа в БХР (2022 год) по стратиграфическому диапазону, выглядит следующим образом: более 98% годовой добычи УВ приходится на долю юрских карбонатных отложений и ещё около 2% приходится на долю юрских и меловых терригенных отложений.

Такое положение дел в ближайшие годы, по всей видимости, сохранится. Этому способствует тот факт, что в настоящее время остаточные запасы УВ промышленных категорий, сконцентрированные в уникальных и крупных месторождениях БХР, составляют 65.2% от суммарных по региону и 43.7% от Республики Узбекистан.

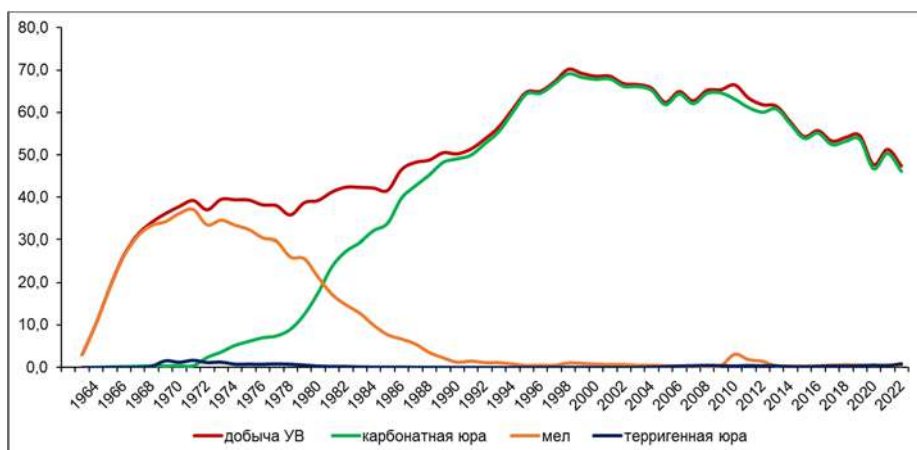


Рис. 1. Динамика показателей добычи углеводородного сырья по стратиграфическим комплексам в Бухаро-Хивинском регионе

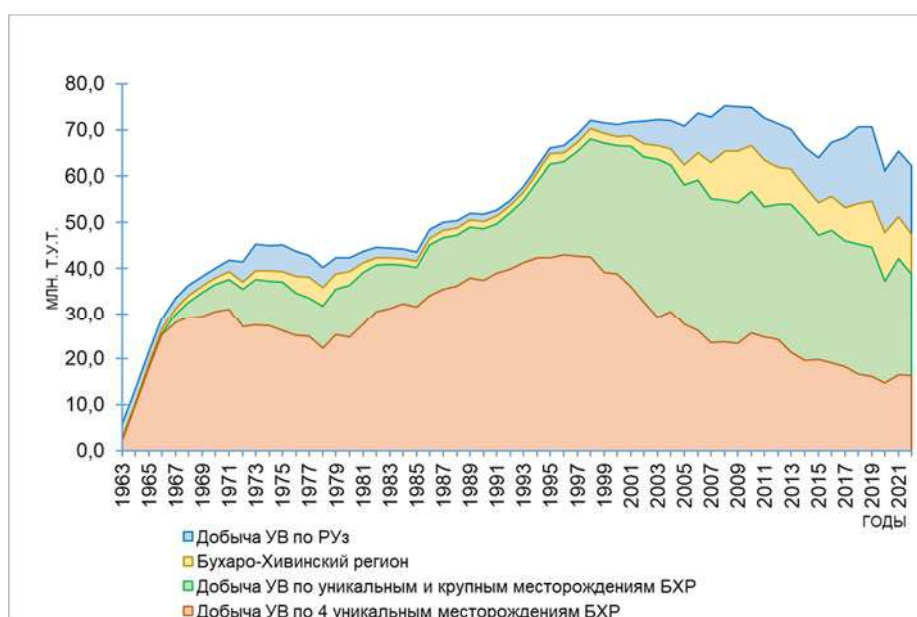


Рис. 2. Динамика добычи по уникальным и крупным месторождениям относительно суммарной добычи Бухаро-Хивинского региона и Республики Узбекистан в целом

ЛИТЕРАТУРА

- Богданов А.Н., Хмыров П.В. Динамика развития сырьевой базы углеводородов Бухаро-Хивинского региона. Электронный журнал "Нефтегазовая геология. Теория и практика", Т.16, № 4, 2021, DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2021.
- Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К., Мухутдинов Н.У., Каршиев О.А., Хайитов Н.Ш., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р. Нефтяные и газовые месторождения Бухаро-Хивинского региона. Fan-Ziyosi. Ташкент, 2022, 594 с.
- Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. Zamin Nashr. Ташкент, 2019а, 820 с.
- Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т. 14. № 2, 2019б, http://www.ngtp.ru/rub/2019/17_2019б.html. https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2019.
- Богданов А.Н., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р. Перспективы нефтегазоносности Бухаро-Хивинского региона в разрезе стратиграфических комплексов. Международная научно-практическая конференция "Решение европейского союза о декарбонизации. Год спустя", 2022 г., с. 154-157.

РОЛЬ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА В СОСТОЯНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Богданов А.Н., Каршиев О.А., Хмыров П.В.

*Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»), Республика Узбекистан
100164, г. Ташкент, ул. Олимлар, 64: bogdalex7@yandex.ru*

Резюме. В статье представлен краткий обзор развития нефтегазового потенциала Бухаро-Хивинского региона за весь период проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, сведения о состоянии и приросте запасов, ежегодной и накопленной добыче углеводородного сырья.

Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион является лидирующим в Республике Узбекистан по количеству открытых месторождений, числящихся начальных запасов, показателям ежегодной и накопленной добычи углеводородного сырья. Одним из наиболее ярких факторов, влияющих на данное положение дел, является тот факт, что на территории региона открыто 4 уникальных месторождения углеводородного сырья.

В настоящее время в пределах Бухаро-Хивинского региона выявлено 514 залежей нефти и газа, которые сконцентрированы в 203 месторождениях углеводородного сырья в стратиграфическом диапазоне от нижне-среднеюрского возраста до верхнемелового включительно, преобладающее количество из которых содержат свободный газ. Основным стратиграфическим диапазоном региона, содержащим запасы углеводородного сырья, являются средне-верхнеюрские карбонатные отложения, на долю которых приходится до 82.4% начальных запасов и 78.5% накопленной добычи региона.

Авторами отмечено, что выработанность основных, уникальных месторождений региона находится на достаточно высоком уровне, однако эти месторождения и в настоящий момент дают больше трети годовой добычи Бухаро-Хивинского региона. Также указано на значительную долю в структуре сырьевой базы крупных месторождений. По результатам анализа определено, что совокупно по уникальным и крупным месторождениям доля начальных запасов составляет 82.7%, годовой добычи – 81.7%, накопленной добычи – 92.1% от суммарных по региону.

Ключевые слова: *месторождение, залежь, углеводороды, нефть, газ, запасы, добыча*

CONTENTS

Ipek G. – The impact of shaliness and well pair spacing in the SAGD performance.....	6-9
Çifci G. – New game changer: marine gas hydrates	10-13
Karshi H. – Contribution of preservation low frequency information on stacked section: examples from land and marine seismic data.....	14-17
Керимов В.Ю., Серикова У.С. – Основатель современного азербайджанского государства Гейдар Алиев – автор концепции о нефтяной стратегии Азербайджана.....	18-21
Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А. – Природные и техногенные ка- тастрофические выбросы и взрывы газа в Арктике и других регионах мира	22-26
Suleimanov B.A., Jamalbayov M.A., Ibrahimov Kh.M. – Algorithm for determining the optimal coordinates of the water-shutoff composition in the bottomhole zone	27-30
Барабадзе Т.Г., Гуджабидзе И.К., Гуджабидзе Ш.И., Хундадзе Н.Ш., Гудавадзе Л.Г. – Проект создания газового хаба в Грузии	31-33
Mustafayeva Z., Parlaktuna M. – Investigation of natural gas hydrate potential of the South Cas- pian Sea	34-36
Abdullayev N.R., Bertoni C., Javadova A.S., Kazimova S.E., Walker R.T., Huseynova Sh.M. – Evolution of the South Caspian Basin – evidence from offshore seismic and onshore active tectonics.....	37-40
Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Senin B.V., Lavrenova E.A. – Structural-geodynamic and hy- drocarbon systems in the Black Sea-Caspian Region	41-45
Молдабаева Г.Ж., Сыздыков А.Х., Елигибаева Г.Ж., Тузелбаева Ш.Р., Имансакипова З.Б. – Эффективность применения нестационарного заводнения на месторождении X для ограничения водопритоков в условиях неопределенности.....	46-49
Никитин Д.С. – Термобарические условия катагенеза органического вещества архипелагов Баренцевоморского региона.....	50-53
Məmmədov P.Z., Namazlı N.E., Məmmədova L.P., Nəsirova N.İ. – Orta Xəzər hövzəsindən Cənubi Xəzər hövzəsinə keçid zonasında uyğunsuzluq səthləri və fasilələrin seysmostratigrafiq analiz üsulunun tətbiqi ilə öyrənilməsi.....	54-56
Aydın A., Kadirov F. – Using the NFG method to gravity data of the Hasankale-Horasan petrole- um exploration province.....	57-59
Guliyev I.S., Yusubov N.P., Huseynova Sh.M. – Hydrocarbon systems and mud volcanoes: para- genesis or associated development.....	60-64
Дзюбло А.Д., Маслов В.В. – Перспективы освоения углеводородного потенциала палеозой- ских отложений шельфа Западной Арктики России.....	65-72
Bagirov E. – Geological risk assessment in hydrocarbon exploration	73-75
Aliyev E.M. – Environmental sustainability challenges in the operation of in-land hydrocarbon pipelines: the case of Eastern Province of Saudi Arabia	76-79
Eppelbaum L.V., Katz Yu.I., Kadirov F.A., Ben-Avraham Z. – The enormous Earth’s crust ten- sion and hydrocarbon pipeline exploration in the South Caucasus – Eastern Mediterranean.....	80-85
Галкин С.В., Гурбанов В.Ш., Колычева Н.Ю., Казымов К.П., Осовецкий Б.М. – Возможности комплексного использования методов неразрушающего контроля с целью учета масштабного эффекта при изучении емкостного пространства трещиноватых кол- лекторов.....	86-90
Jalalov G., Rasulov M., Sinsoysal B. – Study of the heat-mass transfer process considering the well-reservoir system in fractured reservoirs	91-94
Babayev G.R., Muradi I.B., Aliyev Y.N., Babayev T.H. – Differentiated scenario-based assess- ment of earthquake hazard in the oil and gas deposit areas of the Absheron Peninsula	95-97

Kərimov F.N., Vəliyev N.A., Bayramova F.Z. – Aşşeron yarımadasında yerləşən neft və qaz ehtiyatı tükənmiş laylarda karbon qazının (CO ₂) atmosferdən tutulub saxlanması üçün anbarın yaradılması	98-101
Юсубов Н.П. – Эоцен-майкопская углеводородная система Среднекуринской и Южно-Каспийской впадин	102-105
Нефедов Ю.В., Грибанов Д.А., Грибанов М.А. – Прогнозирование распространения глубоководных конусов выноса месторождения Западно-Сибирской НГП при помощи седиментационного моделирования.....	106-108
Panahov G.M., Abbasov E.M., Balakchi V.J. – Modelling the growth of a colmatage agent for reservoir sweep improvement under water flooding	109-112
Saeed Sh.A., Al-Muntaser A.A., Hakimi M.H., Zhou. X., Varfolomeev M.A. – Estimation of unconventional tight oil reservoir potential using geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the Domanik Formation from North Samara Region in the Volga-Ural Basin, Russia	113-116
Özel S., Çifçi G., Okay S., Kim D.C., Bae S.-H. – Investigation of gas hydrate related structures in the Eastern Black Sea and studies related with acoustic and physical properties of shallow gas in the Gwangyang Bay	117-120
Агалыев С.Д., Гараев Г.Т. – Технология удаления жидкости из газовых скважин за счет увеличения скорости восходящего потока	121-124
Гулиев И.С., Мирзоева Д.Р., Расулов М.А. – Численный метод для исследования поведения порового давления в породе с уменьшением пористости	125-128
Фейзуллаев А.А. – Магматические и осадочные вулканические системы: сравнительный анализ изотопного состава газов.....	129-132
Гелдимуратов А.Г., Лурьева И.И., Ишангулыев Г.А., Лурьев И.В. – Технологические основы разработки газовой залежи при комбинированном режиме	133-136
Каршиев А.О., Акрамова Н.М. – Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности юрских терригенных отложений Чарджоуской ступени.....	137-141
Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А. – Фациально-палеогеографические особенности образования Гаурдакской свиты в связи с поисками месторождения углеводородов в Афгано-Таджикской впадине	142-145
Мардашов Д.В., Рогачев М.К. – Глушение нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях	146-149
Пинчук Т.Н., Фурсина А.Б. – Осадконакопление караганских отложений Западного Предкавказья	150-153
Саламов А.М., Заманова А.Г., Фатуллаев Э.Б., Мамедова Ш.Р. – О связях грязевых вулканов с нефтегазоносностью недр	154-156
Тагиев М.Ф. – О методических особенностях геохимических исследований органического вещества в осадочных отложениях Азербайджана	157-160
Тананыхин Д.С., Григорьев М.Б. – Технология управления пескопроявлением при разработке нефтяных месторождений со слабосцементированными коллекторами.....	161-163
Умурзаков Р.А., Раббимкулов С.А., Ахмедов Х.Р., Тураев Ш.А. – Методика и отдельные результаты рангового палеотектонического анализа при выделении зон нефтегазонакопленений в платформенной области на примере Бухаро-Хивинского региона	164-167
Богданов А.Н., Каршиев О.А., Хмыров П.В. – Роль Бухаро-Хивинского региона в состоянии углеводородного потенциала Республики Узбекистан	168-172