

**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
УРАЛЬСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
АРХАНГЕЛЬСКИЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР**

**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ СОВЕТ НОРВЕГИИ  
ПЕТРОМАКС - 2**

***Исследование и освоение  
углеводородных ресурсов  
прибрежных регионов***

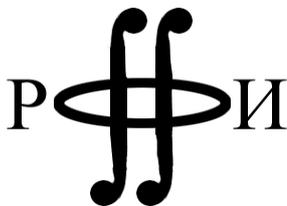
**Материалы  
Международной российско-  
норвежской научной конференции  
17 – 20 июня 2013**

**Архангельск  
2013**

**Исследование и освоение углеводородных ресурсов прибрежных регионов:** Материалы Международной российско-норвежской конференции / Отв. ред. д.э.н. В.И. Павленко. – Архангельск, 2013. – 150 с.

В сборнике представлены материалы Международной российско-норвежской конференции, посвященные проблемам геологии и геофизики нефти и газа арктических морей, технологиям исследования и освоения углеводородного сырья шельфа, охране окружающей природной среды и обеспечения здоровья персонала и населения в связи с освоением энергетических ресурсов Арктики.

*Тексты представленных материалов публикуются в авторской редакции.*



Конференция проводится при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (№ проекта 13-05-06022-г).

ISBN 978-5-903764-57-0

© Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
Архангельский научный центр УрО РАН, 2013  
© Коллектив авторов, 2013

**Вступительное слово и приветствия участников  
международной российско-норвежской научной конференции  
«ИССЛЕДОВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ  
РЕСУРСОВ ПРИБРЕЖНЫХ РЕГИОНОВ»**

---

---

**Introduction and welcome words to the participants of the  
International Russian-Norwegian scientific conference  
«EXPLORATION AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS  
RESOURCES IN COASTAL REGIONS»**

---

---

***Павленко В.И.***

Председатель Президиума Архангельского научного центра Уральского отделения РАН

Уважаемые участники конференции, коллеги, друзья!

От имени Президиума Уральского отделения Российской академии наук и Научного совета РАН по изучению Арктики и Антарктики приветствую Вас на гостеприимной поморской земле, земле с которой в России много веков назад началось изучение и освоение Арктики, земле, которая подарила человечеству М.В. Ломоносова, предсказавшего три столетия назад, что «могущество России прирастать будет Сибирью и Ледовитым океаном».

Освоение ресурсов Арктики, социально-экономическое развитие этой огромной, свыше 12 млн. км<sup>2</sup> зоны, для нашей страны всегда было важнейшей задачей. С этим макрорегионом связывались задачи обеспечения разнообразным сырьем промышленных предприятий и экспортных обязательств России, деятельности Северного морского пути и системы «Северного завоза», научной, природоохранной и оборонной деятельности.

В настоящее время многосторонняя деятельность в Арктической зоне Российской Федерации осуществляется в соответствии с Основами государственной политики в этом макрорегионе, а также Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.

Учитывая чрезвычайно высокую капиталоемкость, практически, всех проектов связанных с Арктикой, у нас в стране, также как и в других приарктических государствах, важнейшее значение придается широкому использованию инноваций в изучении и освоении природных ресурсов шельфа, и, прежде всего, углеводородного сырья.

В этой связи тематика нашей конференции, вынесенные для обсуждения актуальные фундаментальные и прикладные проблемы геологических и геофизических исследований ресурсов нефти и газа арктических морей, применения инновационных технологий изучения и добычи энергетического сырья шельфа Арктики, включая надводные и подводные добычные и транспортные комплексы, методы обеспечения защиты окружающей природной среды и населения Арктики от техногенного и антропогенного вмешательства в существующую сбалансированную систему, полностью соответствуют вызовам времени, взаимным интересам двух наших арктических стран.

Надеюсь, что наше плодотворное сотрудничество с программой PETROMAKS, начатое 8 лет назад, на этой конференции получит дальнейшее развитие и станет еще одним шагом в укреплении сотрудничества Российской академии наук и Исследовательского совета Норвегии.

Желаю всем успешной работы, а пребывание наших норвежских и французских коллег в Архангельске мы постараемся сделать интересным и приятным.

***Pavlenko V.I.***

Chairman of the Presidium of Arkhangelsk Scientific Center of Ural Branch of RAS

Dear participants of the Conference, colleagues, friends!

On behalf of the Presidium of the Ural Branch of Russian Academy of Sciences and the Scientific Council of the Russian Academy of Sciences on Arctic and Antarctic research I welcome you in hospitable Pomor land that many centuries ago saw the beginning of Arctic research and exploration in Russia, the land that brought the great scientist Mikhail Lomonosov to the world, who foresaw three hundred years ago that «the might of Russia will grow from Siberia and the Arctic ocean».

Development of the Arctic resources, the social and economic development of this

enormous territory, counting over 12 million square kilometers, has always been the most important objective for our country. This macroregion has been essential for providing the various resources to the Russian industry and fulfilling the country's export obligations, for the functioning of the Northern Sea Route and the «Northern Supply»-system, for research, environmental protection and defense-related activity.

At present, a multifaceted activity is carried out in the Arctic Zone of the Russian Federation, based on the Essentials of the state policy in this macroregion and the Strategy for development of the Arctic Zone of the Russian Federation and provision of national security for the period to 2020.

Because of the extremely high capital investment need for practically speaking all projects connected with the Arctic, the highest priority in our country, just as in all circumpolar countries, is given to broad use of innovations in research and development of the natural resources of the shelf, and above all to the petroleum resources.

In this light the main topics of our conference and the relevant discussion issues on the agenda, such as the basic and the applied problems of the geological and geophysical research of oil and gas resources in the Arctic seas, the use of innovative technologies in exploring and developing the energy resources of the Arctic shelf, including the surface and subsea transport complexes, the methods of protection of the natural environment and the population of the Arctic from the technological and the anthropogenic intervention in the existing balanced system, fully correspond to the challenges of the moment and the interests of both our Arctic states.

I hope that our fruitful cooperation with the PETROMAKS programme that began 8 years ago, will develop further at this conference and will become another step in strengthening cooperation between the Russian Academy of Sciences and the Research Council of Norway.

I wish you all success in work at the Conference; we will try to make the stay of our Norwegian and French colleagues in Arkhangelsk memorable and pleasant.

***Фридемани С.Х.***

Исследовательский совет Норвегии

Дорогие коллеги, друзья!

В последнее десятилетие Крайний Север привлекает к себе пристальное международное внимание. Поскольку Норвегия и Россия – это страны, играющие ответственную роль в Арктическом регионе, норвежско-российское сотрудничество является важным ключом к решению проблем ресурсов, охраны окружающей среды и, конечно, климата.

В опубликованном два года назад (2011 г.) норвежским правительством документе о деятельности на Крайнем Севере, основной акцент был сделан на знаниях, которые определяются как ядро государственной политики Норвегии на Крайнем Севере. В том же году Исследовательский совет Норвегии представил новую редакцию Стратегии действий в районах Крайнего Севера, в которой, в частности, говорится, что «органам власти, бизнесу и промышленности требуются новые знания в ряде сфер, с тем, чтобы выработать разумную политику и порядок управления, а также создать условия для наращивания производства материальных ценностей. Крайний Север станет областью международного научного сотрудничества». Сотрудничество между Исследовательским советом Норвегии и Российской академией наук в сфере исследования углеводородов остаётся важным источником знаний в данном контексте.

От имени Исследовательского совета Норвегии и программы PETROMAKS 2, являющейся партнёром Архангельского научного центра, я рада приветствовать вас на международной конференции по проблемам морской добычи углеводородов.

Основное внимание на конференции будет уделено возможностям проведения совместных исследований и российско-норвежского сотрудничества в сфере инноваций вообще и сотрудничества между организациями и учреждениями, работающими по проблемам Арктики, в частности. В число участников конференции входят представители органов власти, промышленности и науки из обеих стран.

Мы стараемся проводить это мероприятие ежегодно, попеременно в России и Норвегии. Впервые такой семинар прошёл в 2005 г. в Москве, затем в Ставангере, Осло, Тромсё, Санкт-Петербурге и Мурманске, а этим летом – и в Архангельске.

Завтра во второй половине дня норвежской делегации представится возможность принять участие во встрече по установлению контактов, организованной Российско-норвежской торгово-промышленной палатой, в ходе которой мы познакомимся со многими коммерческими предприятиями, с которыми мы вряд ли смогли бы встретиться иным образом.

К сожалению, несколько норвежских участников не смогли приехать на эту конференцию – я не буду подробно вдаваться в причины их отсутствия, отмечу лишь, что считаю это обстоятельство печальным, а также то, что это отсутствие не было запланированным с их стороны.

Ещё раз приветствую всех прибывших участников конференции и надеюсь, что конференция пройдёт успешно, и что многие из вас записались на завтрашние экскурсию и встречу по установлению контактов с Российско-норвежской торгово-промышленной палатой.

***Friedemann S.H.***

Research Council of Norway

Dear colleagues, friends!

The High North has become the subject of international focus over the last decade. As Norway and Russia are two important countries in the Arctic region, Norwegian-Russian cooperation is an important key to tackling issues relating to resources, the environment and of course also the climate.

When the Norwegian Government presented its white paper on the High North two years ago (2011), emphasis was placed on knowledge being defined as the core of Norway's High North policy. The Research Council of Norway presented its revised research strategy for the High North the same year (2011), and it asserts that both the authorities, business and industry require new knowledge in a number of areas in order to be able to devise sensible policies and management, and to provide opportunities for value creation. And further that the High North shall be an arena for international research cooperation. The cooperation between the Research Council of Norway (RCN) and the Russian Academy of Sciences (RAS) on petroleum research is and will continue to be a major contributor in this context.

So, on behalf of the Research Council of Norway and the PETROMAKS 2 program being the partner to the Arkhangelsk Scientific Centre, I am (also) pleased to welcome you to this Arctic Offshore Workshop.

The workshop will focus on joint opportunities for research and innovation cooperation across the borders between Norway and Russia in general, but also in particular for the actors working in the arctic. The attendees involve authorities, industry and academia from both countries.

We try to arrange this workshop every year, alternating between Russia and Norway. First time was in Moscow back in 2005, later in Stavanger, Oslo, Tromsø, St. Petersburg and Murmansk before arriving in Arkhangelsk this summer.

This time we are also fortunate to be able to attend a networking meeting organised by the Norwegian Russian Chamber of Commerce tomorrow afternoon – giving an opportunity

to meet with many commercial actors that we otherwise would not be introduced to.

Unfortunately, we have had some cancellations from Norwegian participants this time – I will not elaborate on the reasons for this, but just state that this is unfortunate and not planned for those involved.

Again, I welcome everybody that made it here and I hope you will have a fruitful seminar, and that many of you also have enrolled for the sightseeing tomorrow and also the NRCC networking meeting.

***Rustad S.***

Royal Norwegian Embassy, Moscow

Ladies and Gentlemen!

First of all, I would like to thank the organisers for inviting me to this workshop on research and development cooperation relevant to the petroleum sector, which is a key sector in the economies of both our countries. As I will come back to, today's theme draws together several policy priorities: development of the North, sustainable energy supply, and cooperation in education and R&D as an aim in itself. The fact that both Norway and Russia have created positions at our respective embassies to strengthen and develop this cooperation testifies to the importance attached to it by both countries. So I greet you today on behalf of the Norwegian embassy in Moscow and of the Norwegian government.

Norwegian research policy is laid down in White Papers to the Storting approximately every four years, i.e. once per parliamentary term. This reflects the fact that research is a long-term activity. In fact, in the most recent white paper, which was presented in March this year, the government announced that in future there will be ten-year plans, staking out the direction for Norwegian higher education and research in an even longer perspective. The priorities identified in the plans will guide investments in infrastructure, research fellowships, increased student capacity, etc. As before, there will be a white paper every four years to update the plan. Norway of course has annual budgets defining the limits of what can be done in any given year, but the plan will set clear targets for key indicators such as the number of R&D work-years, educational level in the population, R&D investments, and results in the form of publications and citations. Similarly, Russia has long-term development plans for research and innovation, where the current ones run until 2020.

The research policy objectives or priority areas defined in the new white paper are essentially the same as in the previous one, which is again not surprising when taking into account the long-term nature of research. Research for the petroleum sector falls under the headlines of industry-relevant research in strategic areas and knowledge-based industry throughout the country, but also meeting global challenges, as it is inexorably tied to the larger themes of energy supply and efficiency, global warming, sustainable development and environmental protection.

The importance, or rather the necessity, of internationalisation is a central theme in the white paper. For Norway, the most important platform for internationalisation in research is our participation in the EU framework programmes. Accordingly, the government recently decided that Norway will participate fully in the new Horizon 2020 programme, although the financing model means that we are unlikely to get as much back as we put in in terms of money. But the programme also gives access to a vast network of researchers, infrastructure, knowledge and ideas. In addition, Norway participates in other initiatives under the wider umbrella of the European Research Area, such as the European Research Council, the European Institute of Innovation and Technology, Joint Programming Initiatives (JPIs) etc. Norway leads the JPI on Healthy and Productive Seas and Oceans. Through the EEA Norway Grants, research funds have been created in Estonia, Hungary, Latvia, Poland, Romania, and the Czech Republic for the period 2009-2014.

The Nordic countries constitute another important framework for internationalisation of Norwegian research. In 2011, the Nordic Council of Ministers signed a Memorandum of Understanding with Russia on cooperation in Education and Research.

In addition, Norway has decided to develop cooperation in research with a limited number of strategic partners, of which Russia is one. The aim is to concentrate our resources so that all parties may make the most of the cooperation. I will come back to this in a minute, but would first like to mention the unique infrastructure for research that is being built in Svalbard, primarily in Ny-Ålesund and Longyearbyen, but also in Barentsburg. With its favourable climate due to the Gulf Stream and location under the magnetic polar cusp Svalbard offers unique research opportunities in many areas to do with the Arctic, and more than 20 nations are now conducting research there, 14 with their own research stations. Last week there was a meeting between Norway and Russia in Longyearbyen to discuss further research cooperation in Svalbard, attended by high-level representatives of both countries.

So why is cooperation in research so important? Obviously, it allows us to do things which are impossible at the national level, especially for a small country like Norway. More than 99 % of the research in the world takes place elsewhere, and we need to get access to it, at the same time as we can hopefully make a contribution. But the same is true for all countries; you can't do everything on your own, global problems require global solutions. The International Panel on Climate Change is a good example. Also, there is the wider cultural and political dimension: cooperation in higher education and research means that we get to know and understand each other better. For Norway, cooperation with Russia in higher education and research is part of a larger picture centering on Russia's position as a neighbouring country in the High North. This involves cooperation in many areas, including areas that are both important in themselves and as areas of research, such as the environment, fisheries and petroleum.

In connection with the new white paper there has been a discussion in Norway about what research needs should be met at the national level and what at the international. Petroleum research is an example. Since it has not been a priority area in the last framework programmes, it is natural that it is the subject of a large-scale national programme.

Russia is a strategic partner for Norway not just in higher education and research, but as a neighbouring country with common interests in many areas. The High North strategy is one of the main pillars of Norwegian foreign policy, and the Russian-Norwegian economic commission, which met in Oslo last week, discussed areas as diverse as tourism, shipbuilding, and fisheries, as well as environmental protection and energy.

Cooperation between Russian and Norwegian researchers takes many forms. As a rule the initiative comes from the researchers themselves, but dedicated programmes may serve to stimulate such initiatives, as exemplified by this workshop. The Research Council of Norway has agreements with the Russian Academy of Sciences and the foundations for Basic Research and Research in the Humanities. Russia is the most important third country in projects with Norwegian participation financed by the EU Seventh Framework Programme, and we have cooperated within the framework of ERANET-Rus. Norway also aims to take an active part in the 2014 EU-Russia Year of Science. We have many similar areas of priority, we have an agreement on cooperation in higher education at the national level, and we are negotiating a similar agreement on research and technology cooperation.

In higher education, Russian students constituted the largest group of foreign students in Norway in 2011, but were overtaken by the Swedes in 2012. 1500 is still a very respectable number. On the other hand we would like to see more Norwegian students in Russia, in more places, and more studying science and technology. Not least would we like to see more instances where cooperation in education is linked to and builds on cooperation in research. That depends on a solid base of research cooperation, which you will contribute further to through this seminar. It only remains for me to wish you good luck, and although not an expert, I look forward to listening to your discussions.

**СЕКЦИЯ 1  
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА НЕФТИ И ГАЗА  
АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**



**SESSION 1  
GEOLOGY AND GEO-PHYSICS OF OIL AND GAS OF  
ARCTIC SEAS**



## **МОРСКИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ЯВЛЕНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ**

*Лобковский Л.И.*

Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, г. Москва

В последние годы в результате проведения комплексных морских экспедиций на шельфе Арктики российскими учеными из Институтов Дальневосточного отделения РАН (ТОИ ДВО РАН, ИХ ДВО РАН), Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Геологического факультета МГУ и других научных учреждений были получены уникальные результаты, связанные с обнаружением аномально протяженных зон (длиной порядка 1 км) на мелководном шельфе Восточной Арктики, к которым приурочены мощные метановые выбросы в виде сплошного, непрерывного и интенсивного пузырькового потока метана, идущего со дна акватории через водную толщу в атмосферу. Эти явления, в частности, были обнаружены в море Лаптевых в ходе выполнения морских экспедиций в 2010-2012 гг. Поскольку метан относится к категории парниковых газов, обнаруженный феномен может рассматриваться как возможная причина потепления климата в Арктике. Причины интенсивного выброса метана с шельфа Восточной Арктики могут быть связаны, во-первых, с деградацией подводной мерзлоты, содержащей огромные объемы газогидратов, в результате трансгрессии вод Северного Ледовитого океана на шельф, и во-вторых, с образованием глубинных разломов в земной коре моря Лаптевых из-за охватившего эту область шельфа кайнозойского рифтогенеза. Обнаруженное новое явление массивированного выброса метана на арктическом шельфе имеет не только фундаментальное, но и большое практическое значение, так как имеет прямое отношение к проблемам потепления климата и безопасного освоения нефтегазовых ресурсов шельфа.

## **THE GEOLOGY OF THE BARENTS SEA**

*Brekke H.*

Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger, Norway

The Barents Sea is part of the North Atlantic and Arctic region that was assembled by the Caledonian and Ellesmerian Orogenies in the Late Silurian and Devonian. Through earliest Carboniferous to end Permian times this region was a part of the Pangean Supercontinent characterised by orogenic accretion around its fringes associated with the Inuitian, Variscan and Uralian Orogenies. At the same time, starting in the latest Devonian, the interior of the region was subject to rifting from the present southern North Sea, through the Norwegian Sea into the central and western Barents Sea. By Early Triassic onwards, the orogenic events had ended while the successive rifting events continued their breaking up of the super continent.

On the regional scale, Carboniferous and Permian times were a period of very active tectonics all over the area. The Middle Triassic to late Early Jurassic times seems to have been mainly a period of thermal relaxation. Then intermittent tectonic activity is again seen through the Middle and Late Jurassic, Cretaceous and Tertiary times. The timing of events is remarkably coincident across the region, except that the central and easternmost Barents Sea areas decoupled from the tectonic systems to the south and west in Late Cretaceous times.

At the beginning of the Carboniferous, the region was characterised by the Boreal Sea in the north and the Tethyan Sea in the south. The land area in between included today's northern North Sea, the Norwegian and Greenland Seas. Evidence from Greenland, Svalbard and Bjørnøya indicate that, in this period, the whole area north of Scoresby Sound drained

northwards into the Boreal Sea, which coincides more or less with today's Barents Sea.

In this system, the whole area from Northern Greenland and Svalbard in the west, through western and eastern Barents Sea to the Pechora area in the east, was an area of transition from emergent land through fluvial, delta plain, and shallow marine clastics into the carbonate facies of the Novaya Zemlya/Kara Sea area that was established already in the Devonian. In the Svalbard and northern Greenland, the Mississippian is developed in a strike slip setting of narrow zones of subsidence along major fault lines, including the Palaeo Hornsund and the Trolle Land Fault Systems. These systems, which lie within the De Geer Zone, developed as a zone of accommodation of the extension of the NE-SW rifting of the main rift system in the Central Barents Sea.

During the Moscovian all of these systems and adjacent basement were transgressed and overlain by shallow marine carbonate platform deposits. Contemporaneous evaporite development in basin troughs caused the later pronounced salt tectonics (e.g. in the Tromsø and Nordkapp Basins). The salt facies of the deep basins were probably fringed by carbonate-evaporite facies on the basin flanks.

In Asselian times the transgression continued and established large platforms of mixed dolomite and clastics in the easternmost areas of the northern region. In the central parts of the present Barents Sea the shallow marine carbonate environment persisted with evaporite deposition in basin areas, and marginal evaporite facies and carbonate buildups on previous emergent land. Transgression and carbonate platform facies also dominated Spitsbergen and Bjørnøya. The Cisuralian carbonate platform facies also spread across northern Greenland.

Guadalupian times brought about dramatic changes in sedimentary environments. Late Guadalupian/early Lopingian times saw the onset of a new regional transgression period and the closing of the ocean in the north east by the Uralian Orogeny. This transgression was accompanied by (or responsible for) a transition from warm and arid to temperate and humid climate all across the northern region. That climatic change effectively ended the carbonate platform/evaporite environment of the Boreal Sea. The change to marine clastic environments was accompanied by a regional blooming of sponges that gave rise spiculitic shales, siltstones and cherts.

In the Triassic, the marine clastic environments of the Permian continued, but with a considerable increase in sandy influx which ended the dominance of the spiculitic facies. Large volumes of clastics came in from the east-south-east by the peak of the Uralian Orogeny in Novaya Zemlya. 7-8 kilometres of Permo-Triassic sediments accumulated in the progressively subsiding South Barents Basin at the foot of the orogen. Clastics were also derived from other flanks of the basin, all contributing to the filling in and shallowing of the northern ocean, but with the main progradation from ESE towards WNW. In the central, deeper parts of the Boreal Sea and the Sverdrup Basin, Anisian times saw the widespread deposition of black shales of very good source potential. A number of transgressive – regressive cycles have been identified in the Triassic stratigraphy in the Barents Sea. Only four of these are recognised as “simultaneous” (i.e. truly eustatic). It is obvious that in regression periods like Late Carnian times, there must have been a significant river system to transport clastics out to the distant shoreline to the west.

In the Early to Middle Jurassic there was a relative sea level rise that opened up the seaway between the Tethyan and the Boreal Seas. In the present Barents Sea sediments continued to pour into the basin from the east, keeping up the coastal plain/delta plain development. However, this coastal plain/delta plain environment was gradually transgressed from west during Middle Jurassic times. It seems probable that the Lower Jurassic Tubåen Formation and the Middle Jurassic Nordmela Formation are parts of the same time transgressive coastal plain/delta plain system, starting in the west in Toarcian times (Tubåen Formation) ending in the east (South Barents Basin) in earliest Oxfordian times.

The major regional tectonic phase of rifting between Greenland and Scandinavia, started in late Oxfordian/early Kimmeridgian times and continued intermittently into

Berriasian/Valanginian times. This period was entirely dominated by open marine claystone deposition (e.g. Fuglen Formation). The sea-level rise was followed by a regional sea-level fall in early to mid Volgian with a low-stand lasting till mid Berriasian in combination with renewed and complicated rift topography. This fluctuation in sea-level under such tectonic circumstances seems to have been very favourable for the widespread accumulation of large volumes of black shales with good source potential, extending from southernmost North Sea into the Barents Sea.

In Berriasian through Hauterivian times deep basinal areas continued to develop by subsidence along the rift axis in the Møre, Vøring, Harstad, Tromsø and Sørvestsnaget Basins, and their north Greenland conjugate parts. The platform areas and structural highs were unconformably capped by a condensed sequence of limestone and marl like the Klippfisk Formation in the northern Barents Sea. The shallow basins within the platform areas (e.g. the Hammerfest and Nordkapp Basins) accumulated lime-rich open marine mudstones and shales. Renewed delta progradations from basin margins like the Nordelva Member on Andøya and the major delta deposits of the Helvetiafjellet Formation on Svalbard may have been triggered by a sudden sea-level drop at the peak of the Barremian high-stand. The Helvetiafjellet Formation may also have been a response to the major uplift of the north-western Barents Sea area associated with the magmatism and break-up of the Amerasian Basin of the present Arctic Ocean. A new pulse of regional transgression started in the Aptian and continued into the Late Cretaceous, slowly drowning emergent intra-basinal highs and surrounding land areas throughout the entire study area.

In the course of Late Cretaceous times, the Barents Sea shelf and Svalbard was finally tectonically de-coupled from the areas south of the de Geer Zone, which is the broad zone of deformation along the present western continental margin of the Barents Sea and northern Greenland. The whole of the Barents Sea Shelf was uplifted while the deep Cretaceous basins of the Norwegian-Greenland Sea to the south continued to subside rapidly (e.g. Breivik et al. 1999). The regional Cretaceous transgression into the Barents Sea therefore only resulted in a shallow shelf leaving condensed marine sedimentary sequence of calcareous sandstones, sandy and galuconitic mudstones and thin limestones of the Kviting Formation in the central parts of the Barents Sea. The degree of uplift increased north-westwards so that Svalbard and the whole of the north-western Barents Sea platform areas were eroded during Late Cretaceous times. The timing of the regional uplift in relation to the onset of the tectonic phase in the Norwegian-Greenland Sea and its bearing on the interpretation of the Eurekan Orogeny is uncertain. Data from Svalbard indicate that the first phase of compression and folding of strata in north Greenland and Svalbard took place between Albian and Palaeocene times. Basin fill in pull-apart basins of the Wandel Sea Mobile Belt seems to constrain the dating of the compressional deformation to end Maastrichtian times.

After the Late Cretaceous uplift and erosion, the western Barents Sea shelf was transgressed in early Thanetian times leaving a Palaeocene to Oligocene uniform sequence of outer sublittoral to deep shelf claystone with minor siltstone, tuffaceous and carbonaceous horizons. The Palaeocene to Oligocene environments of Svalbard were much more complex because of the involvement in the Spitsbergen Orogeny. Due to the last 2.6 Ma period of glaciations the Barents Sea shelf has experienced substantial uplift, erosion, and accumulation of huge submarine glacial fans around its flanks.

## **CRUSTAL AND BASIN EVOLUTION OF THE SOUTHWESTERN BARENTS SEA: FROM CALEDONIAN OROGEN TO CONTINENTAL BREAKUP**

*Gernigon L., Brønner M., Roberts D., Olesen O.*

Geological Survey of Norway, NGU

A new generation of aeromagnetic data documents the post-Caledonide tectonic evolution of the southwestern Barents Sea (SBS) up to the continent-ocean transition. Clear evidence of reactivation of Caledonian structures controlling both Late Palaeozoic and Mesozoic basins can be observed at the edge of the Hammerfest and Nordkapp basins where low-angle reactivated detachments are observed on seismics. Our new aeromagnetic surveys confirm most of the previous structural elements but new features appear and illustrate the complexity of the pre-Permian and underlying basement architecture. We propose an updated tectonic scenario of the SBS in which the Caledonian nappes and thrust sheets, well constrained onshore, swing from a NE-SW trend close to the Varanger Peninsula to NW-SE across the Nordkapp Basin and the Bjarmeland Platform. On the Bjarmeland Platform, the dominant magnetic grain is clearly NNW-SSE. We show that this pattern reflects a regional pre-Permian system involving several Caledonian thrust sheets that possibly collapsed and controlled the post-Caledonian Late Palaeozoic rift development of the SBS. We also consider that this model can explain the later development of the SBS. Specific features are the Loppa and Stappen highs, which are interpreted as a series of rigid continental blocks (ribbons) poorly thinned as compared to the adjacent Hammerfest and Bjørnøya basins and the basins of the Vestbakken volcanic province that developed to the west as part of the sheared margin preceding the continental breakup. As part of this extensive complex system, the Bjørnøya Basin is interpreted as a very thinned and propagating system that aborted in Late Mesozoic time. This thick, Cretaceous, sag basin is characterised by a deep high-density body, interpreted as a combination of exhumed lower crust and/or potential serpentinised mantle as suggested by potential field modelling. The abortion of this propagating (aulacogen-type) basin may be partly explained by its trend oblique to the regional, inherited, structural grain revealed by the new aeromagnetic compilation. This abortion coincides with a migration and complete reorganisation of the crustal extension towards the western volcanic sheared margin and proto-breakup axis.

## **ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ, ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ЛИТОСФЕРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОГО СЕКТОРА АРКТИКИ**

*Шварцман Ю.Г.<sup>1,2</sup>*

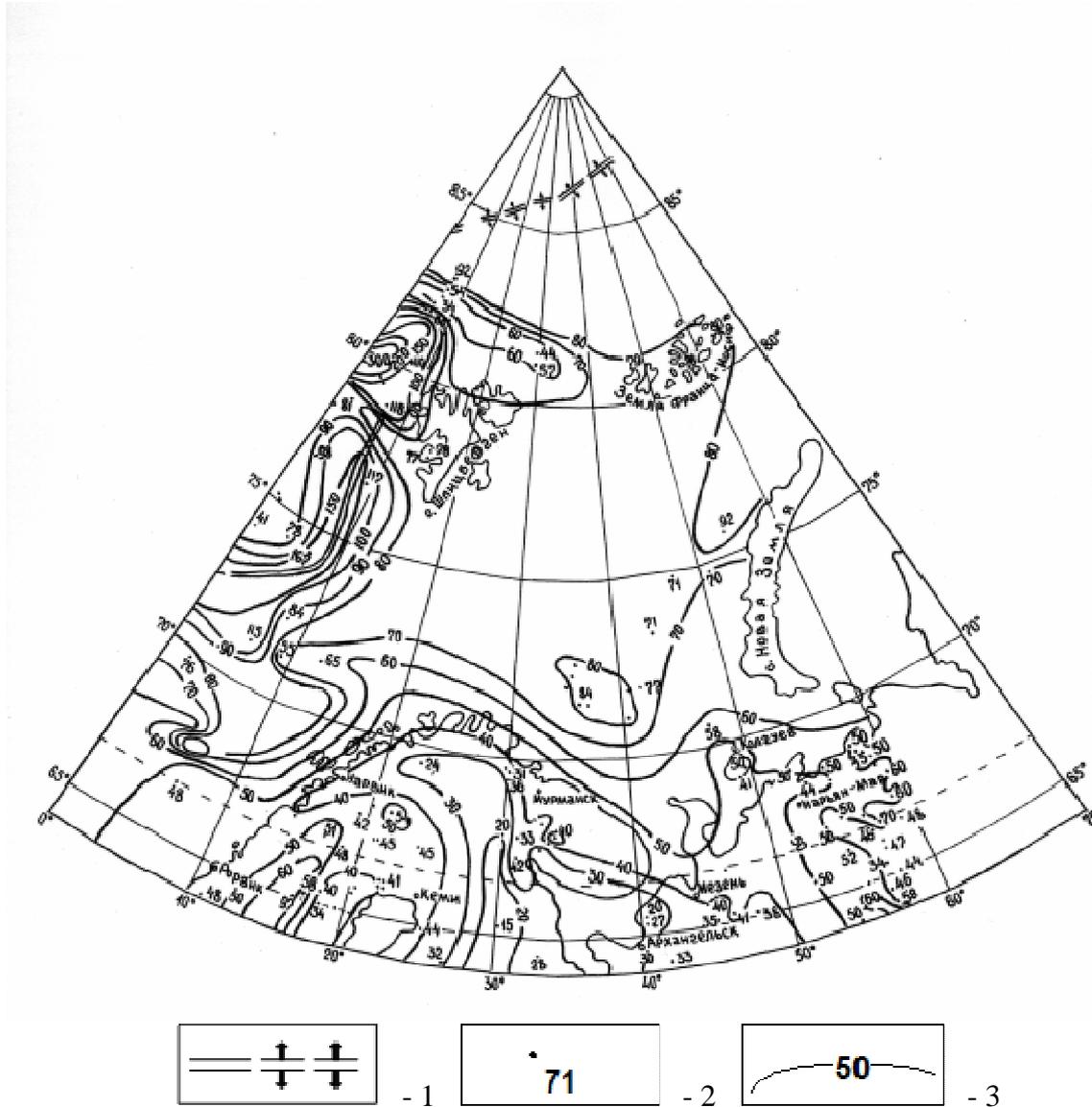
<sup>1</sup>Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,  
г. Архангельск

<sup>2</sup>Институт экологических проблем Севера УрО РАН, г. Архангельск

Давно известно [1], что нефтегазоносные бассейны земного шара имеют повышенные геотермические характеристики. Им свойственны значения теплового потока (ТП) из недр более 50–60 мВт/м<sup>2</sup> и геотермические градиенты более 26 °С/км. Следовательно, изучение теплового состояния литосферы Западного сектора Арктики, совместно с другими геологическими и геофизическими ее характеристиками, должно помочь решить актуальные вопросы геодинамики и перспектив нефтегазоносности этой обширной территории.

Литосфера Западного сектора Арктики находится под воздействием активных современных геодинамических процессов, идущих на границе Евразийской и Северо-Американской плит в срединно-океанических хребтах. В глубоководной зоне Северного

Ледовитого океана значениями теплового потока (ТП) до  $300 \text{ мВт/м}^2$  и более характеризуются рифтовые структуры срединно-океанических хребтов (СОХ) Мона, Книповича и Гаккеля (рис. 1). Высокие, более  $70 \text{ мВт/м}^2$  ТП, установлены почти на всей площади шельфа Баренцева моря при геотермических градиентах  $25\text{--}40 \text{ }^\circ\text{C/км}$ . В Южно-Баренцевоморской впадине, где развита земная кора океанического типа, значения потока достигают  $100 \text{ мВт/м}^2$  [2, 3].



1 – зоны океанического спрединга; 2 – пункты измерений и значения теплового потока в  $\text{мВт/м}^2$ ; 3 – изолинии значений теплового потока в  $\text{мВт/м}^2$

Рисунок 1 – Схематическая карта теплового потока Западного сектора Арктики

Сравнительно новые данные получены М.Д. Хуторским с соавторами по тепловому потоку шельфовой северной части Свальбардской плиты [4]. Измерения проводились на глубинах моря  $314\text{--}500$  м, в основном до  $400$  м, в районах трога Орла восточнее Шпицбергена и западнее островов Земли Франца-Иосифа (ЗФИ). На первом объекте получены необычно высокие значения ТП от  $299$  до  $519 \text{ мВт/м}^2$ , характерные для зон СОХ. Авторы [3] связывают их с современной рифтовой структурой, поперечной краю Свальдской плиты. Повышенные значения ТП ( $88\text{--}97 \text{ мВт/м}^2$ ) западнее ЗФИ объяснены локальными структурными и вещественными неоднородностями (соляными диапирами) в верхней части земной коры. Таким образом, независимо от природы аномалий, тепловое поле шельфа Баренцева моря характеризуется повышенными значениями ТП.

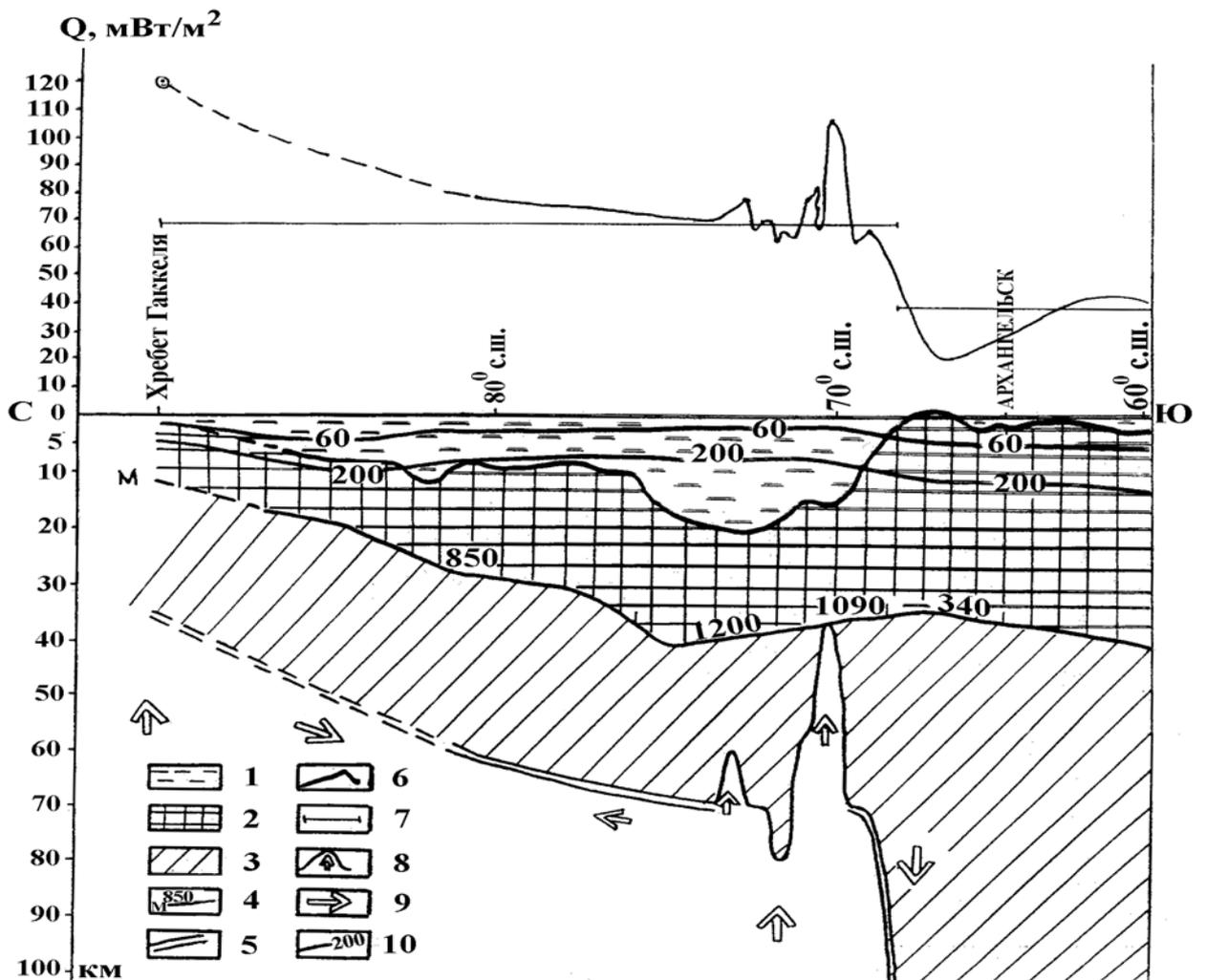
На континенте преобладают ТП 30–40 мВт/м<sup>2</sup>, изменяясь в диапазоне от 20 до 70 мВт/м<sup>2</sup> и геотермических градиентах 10–20 °С/км, что обычно для кристаллических щитов и древних платформ. Именно такими значениями ТП характеризуются Балтийский щит и Мезенская синеклиза. Повышенными ТП до 70 мВт/м<sup>2</sup> и градиентами 27° С/км выделяется Печорская синеклиза. В складчатых зонах байкалид Тимано-Канинской гряды и каледонидах Норвегии значения ТП в диапазоне 40–50 мВт/м<sup>2</sup>, а в области субмеридиональных разломов Скандинавской чешуйчато-надвиговой зоны они превышают 60 мВт/м<sup>2</sup>. В юго-восточной части Балтийского щита выделены зоны аномально низких ТП 20 мВт/м<sup>2</sup> и менее, природа которых неясна. Поправки за влияние предшествующего оледенения (климат) в значения ТП, измеренные в скважинах Зимнебережного алмазоносного района Мезенской синеклизы, повышают их до почти 40 мВт/м<sup>2</sup>.

В соответствии с плотностью ТП очень дифференцирована мощность «геотермической» литосферы [2, 3]. В рифтовых зонах СОХ она сокращена до 30 км при земной коре до 10 км при ТП более 100 мВт/м<sup>2</sup>, что характерно для зон современных спрединга, вулканизма, сейсмичности и новообразования литосферы (рис. 2). В котловине Нансена толщина литосферы возрастает до 60 км при ТП до 80 мВт/м<sup>2</sup>, а в северной части шельфа Баренцева моря – до 80 км. Мощность земной коры растет с севера на юг до 35 км при толщине кристаллической ее части до 25 км и осадочного слоя до 10 км. Температуры на поверхности М достигают 850 °С.

В геодинамическом отношении Западный сектор Арктики приурочен к северо-западной пассивной окраине Евразийской плиты. Новейшая ее активизация связана, прежде всего, со спредингом океанического дна СОХ Мона, Книпповича и Гаккеля, начавшемся в мезозое и продолжившемся в более позднее, практически настоящее время [5]. Современные геодинамические процессы определяются на этой территории напряжениями, создающимися в результате спрединга в хребте Гаккеля и направленными с севера на юг к континенту. Эти процессы проявляются и в тепловом поле, которое имеет наибольшие значения ТП в СОХ, высокие на шельфе Баренцева моря и низкие на континенте. Следовательно, с удалением от зоны спрединга напряженность теплового поля закономерно снижается. Это проявляется в увеличении с севера на юг, в целом, мощности «геотермической» литосферы и доминирующем движении ее блоков.

Однако установлены территории с повышенной и пониженной мощностью литосферы, отличающиеся этими особенностями на общем фоне. В литосфере Норвежско-Южно-Баренцевоморского прогибов установлены напряжения, направленные противоположно региональному, с юга на север. Они создают обстановку сжатия второго порядка, которая, возможно, реализуется в поднятиях ЗФИ и Шпицбергена и предшельфовом прогибе севернее Шпицбергена.

В Южно-Баренцевоморской впадине литосфера сокращена до 65 км, а местами и до 35 км (рис. 2). Астеносферный фронт подходит здесь к подошве земной коры. Температуры на поверхности М достигают 1200 °С, что обеспечивает начало плавления «сухих» и частично обводненных пород низов земной коры и верхов верхней мантии. Толщина земной коры доходит до 35 км за счет разрастания осадочного слоя до 20 км при отсутствии гранитного. Это позволяет сделать вывод о наличии в литосфере мощного тепломассопотока из аномальной верхней мантии, астенолитов или мантийных диапиров, зон частичного плавления пород низов коры и верхов мантии, о доминирующих вертикальных перемещениях, сопровождаемых активным растяжением блоков литосферы. В конечном счете, очевидно, идет продолжение в наше время процесса рифтогенеза, развивавшегося в мезозое. Аналогичная ситуация отмечена и западнее в Хаммерфестском и других прогибах норвежской части Баренцева шельфа, а также в Северо-Баренцевоморском прогибе.



1 – осадочный слой земной коры; 2 – консолидированная земная кора; 3 – верхняя мантия литосферы; 4 – граница М и температуры на ней, °С; 5 – граница литосферы и астеносферы по геотермическим данным; 6 – график изменения теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>; 7 – линия его фоновых значений на континенте и в океане; 8 – астенолиты; 9 – направления активного теплопереноса в астеносфере и преобладающих напряжений в нижней части литосферы; 10 – изотермы в верхней части земной коры, °С

Рисунок 2 – Геолого-геофизический разрез литосферы по 40° в.д. (хребет Гаккеля – Архангельск)

Для всех месторождений нефти, газа и газоконденсата, открытых на шельфе Баренцева моря, свойственны повышенные геотермические характеристики, определенные по стволам глубоких скважин. В большей части районов (скважины Штокмановская – 1, Северо-Кильдинская – 82, Мурманская – 2, Приразломная – 1) геотермические градиенты определены в диапазоне 25 – 30 °С/км, и значения ТП 60 – 84 мВт/м<sup>2</sup>. В скважинах Адмиралтейская – 1 и Лудловская – 1, где градиенты близки к 40 °С/км, ТП достигает 71 – 92 мВт/м<sup>2</sup>. На Штокмановском газоконденсатном месторождении, крупнейшем из уже открытых, продуктивные залежи в юрских отложениях приурочены к интервалам глубин 1800 – 2500 м, где температуры определены в диапазоне 60 – 130 °С [6].

Балтийский щит отличается мощной, более 200 км, и холодной литосферой, полным составом земной коры толщиной около 40 км и сравнительно тонким, вплоть до выклинивания, осадочным слоем. Температуры на поверхности М щита в пределах 350 °С.

В Мезенской синеклизе значения ТП возрастают с запада на восток от юго-восточного склона щита к Тиманскому кряжу. Направление изолиний ТП северо-запад-

юго-восточное, соответствующее общему простиранию структур синеклизы. Западнее Архангельска величины ТП не превышают  $30 \text{ мВт/м}^2$ , возрастая в Сафоновском прогибе до  $50 \text{ мВт/м}^2$  и более. Здесь по данным скважины 21 Средне-Няфтинской, пробуренной до глубины 4203 м, средние значения ТП равны  $55,8 \text{ мВт/м}^2$ , а поинтервальные в отложениях дорогорской свиты верхнего рифея на глубине около 2800 м достигают  $87,3 \text{ мВт/м}^2$ . Геотермические градиенты низкие в диапазоне от 8 до  $21,6 \text{ }^\circ\text{C/км}$ , а температуры на забое едва достигают  $72 \text{ }^\circ\text{C}$  [7].

В Печорской синеклизе мощность литосферы меняется в диапазоне от 80 до 150 км. При геотермических градиентах до  $27 \text{ }^\circ\text{C/км}$  и ТП до  $70 \text{ мВт/м}^2$  температуры на подошве осадочного слоя на глубинах до 8 км близки к  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ . Только в северной части Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции открыто более 80 месторождений углеводородов, а перспективным для поисков является весь осадочный слой глубже 2,5 км.

Средние значения геотермических градиентов в Печорской синеклизе, определенные по большому количеству скважин глубиной 2500 – 3000 м [8], меняются в пределах  $13 - 27 \text{ }^\circ\text{C/км}$ . Наибольшие из них,  $27 \text{ }^\circ\text{C/км}$ , отмечены в Центрально-Северотиманском, Денисовском и Колвинском мегаблоках, а  $17 - 24 \text{ }^\circ\text{C/км}$  – на остальной территории НАО. Наименьшие значения градиентов характеризуют Коротайхинскую и Косью-Роговскую впадины ( $17 - 19 \text{ }^\circ\text{C/км}$ ). Для гряды Чернышева определены значения градиентов  $19 - 20 \text{ }^\circ\text{C/км}$ . По данным [9], Северный Тиман характеризуется значениями теплового потока  $38 - 46 \text{ мВт/м}^2$ , а Денисовский и Колвинский мегаблоки –  $46 - 50 \text{ мВт/м}^2$ . В Хорейверской впадине, Варандей-Адзвинской зоне, Косью-Роговской и Коротайхинской впадинах определены ТП от 50 до  $70 \text{ мВт/м}^2$ .

Обобщение данных по районам Баренцевоморской провинции [10] привело к выводу о том, что приоритетное значение в формировании нефтегазонасыщенности ее осадочного слоя принадлежит самой молодой стадии миграции в альпийскую эпоху тектогенеза. А в пределах рифтогенных прогибов последняя кайнозойская стадия миграции считается наиболее важной для формирования месторождений. Для крупнейшего Штокмановского месторождения время заполнения структурной ловушки определено в 20 – 25 млн. лет, а на Шпицбергене получены данные о продолжении миграции углеводородов до настоящего времени. Совпадение современных геотермических аномалий с зонами нефтегазонакопления авторы [10] считают свидетельством молодого возраста миграции. Снижение напряженности теплового поля от СОХ до Баренцева моря и далее к континенту, очевидно, отражает ход новейшего процесса активизации литосферы и вовлечение в него все более удаленных от СОХ территорий. При этом на севере Мезенской синеклизы фиксируются самые начальные в геологическом масштабе времени проявления этого процесса, а с ним и активизации, миграции и накопления углеводородов в осадочных отложениях.

Приведенные соображения заставляют сосредоточить внимание не столько на процессах нефтегазообразования, сколько на миграции и накоплении углеводородов в благоприятных обстоятельствах в новейшее время по всей толще осадочных пород, включая и отложения фанерозоя. Очевидно, следует выявить важнейшие активные глубинные разломы, которые могут служить каналами миграции углеводородов.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клемм Х.Д. Геотермические градиенты, тепловые потоки и нефтегазонасыщенность // Нефтегазонасыщенность и глобальная тектоника. – М.: Мир, 1978. – С. 176–208.
2. Шварцман Ю.Г. Тепловой поток в литосфере и нефтегазонасыщенность Европейского сектора Арктики // Сырьевая база России в XXI веке. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – С. 466–483.
3. Шварцман Ю.Г. Тепловое поле и нефтегазонасыщенность Европейского сектора Арктики // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация

- геофизических полей: 6 научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Мат. конф. – Екатеринбург: УрО РАН, 2011. – С. 403–405.
4. Хуторской М.Д., Леонов Ю.Г., Ермаков А.В., Ахметзянов В.Р. Аномальный тепловой поток и природа трогов в северной части Свальбардской плиты // Связь поверхностных структур земной коры с глубинными. Мат. 14 межд. конф. 27–31.10.2008 г. – Петрозаводск: Кар НЦ РАН. – 2 часть, 2008. – С. 320–323.
  5. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Моралев В.М. Глобальная тектоника, магматизм и металлогения. – М.: Недра, 1976. – 231 с.
  6. Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловое поле Баренцевоморского региона. – Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 1992. – 115 с.
  7. Шварцман Ю.Г., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Рассомахин В.Я., Ширококов В.Н., Коробков Д.А. Новые сведения о тепловом состоянии Мезенской синеклизы по данным 21 Средне-Няфтинской скважины // Известия ВУЗов. Серия геология и разведка. – 2004. – № 5. – С. 33–37.
  8. Запорожцева И.В., Егорова Н.Ю., Горбань В.А. Геотермические критерии нефтегазоносности Печорской плиты // Печорский нефтегазоносный бассейн. – Сыктывкар: Коми филиал АН СССР, 1985. – С.53–62.
  9. Бурьянов В.Б., Гордиенко В.В., Завгородняя О.В., Кулик С.Н., Логинов И.М. Геофизическая модель тектоносферы Европы. – Киев: Наукова думка, 1987. – 184 с.
  10. Строение литосферы российской части Баренц-региона. Ред. Н.В. Шаров, Ф.П. Митрофанов, М.Л. Верба, К. Гиллен. – Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2005. – 318 с.

#### **BARENTS SEA TECTONIC BASIN MODELING, WITH FOCUS ON POTENTIAL PETROLEUM SYSTEMS IN THE CENTRAL BARENTS SEA REGION**

*Faleide J.I.<sup>1</sup>, Gac S.<sup>1</sup>, Mahajan A.<sup>1</sup>, Gabrielsen R.H.<sup>1</sup>, Planke S.<sup>2</sup>, Suprunenko O.<sup>3</sup>, Zayonchek A.<sup>3</sup>, Shkarubu S.<sup>4</sup>, Velichko B.M.<sup>4</sup>*

<sup>1</sup> Department of Geosciences, University of Oslo

<sup>2</sup> Volcanic Basin/Petroleum Research (VBPR), Oslo

<sup>3</sup> VNIOkeangeologia, St. Petersburg

<sup>4</sup> MAGE, Murmansk

The Barents Sea continental shelf is characterized by a complex tectonic history and thus comprises a wide range of crustal and basin architectures that formed in response to different geological processes. Overlapping Paleozoic orogenies (Timanian, Caledonian, Uralian) preceded multiple rift episodes mainly affecting the western Barents Sea and eventual breakup with Greenland to the west and Lomonosov Ridge to the north. Recent work related to the PETROBAR and BarMod projects has provided new details on basin architecture, tectonic and thermal histories, stratigraphy, paleogeography, paleo-water depths and the role of the basement grain in the structuring of the Barents Sea basins.

There are many similarities, but also distinct and important differences, between the western and eastern Barents Sea geologic provinces. The transition between the two domains is located within the former disputed area in the Central Barents Sea. Here, large structures/prospects are evident, but there are many uncertainties (i.e., high exploration risk) related to evaluations of the petroleum systems; source rocks (distribution and maturation), reservoir rocks (distribution and quality), structural evolution, and the effects of the late uplift and erosion.

The Central Barents Sea includes a number of structural highs, which are not well understood because of limited seismic data and lack of boreholes. The last phase of uplift post-dates the youngest (Early Cretaceous) strata subcropping at seafloor. Some of these highs

are underlain by Late Paleozoic highs, but others, at least in part, represent inverted basins. The highs have different signatures in potential field (gravity and magnetic) data, which may reflect both a heterogeneous basement and elements of basin inversion. The uplifted highs form potential petroleum traps, the success of which depends on their timing of formation, causes and implications.

Most of the Barents Sea was also affected Neogene regional uplift and erosion, and thick fans of Plio-Pleistocene glacial sediments were formed in front of bathymetric troughs characteristic of both the western and northern Barents Sea. Most of the uplift is closely linked to the glacial erosion, but tectonic uplift occurred prior to the glaciations. Net erosion, since maximum burial, has been studied using both seismic and well data. The timing of maximum burial is also a key factor for understanding the petroleum systems.

The new constraints are used in different kinds of quantitative modeling, focusing on both large-scale processes behind basin formation and their implication for potential petroleum systems in the central Barents Sea region.

## **РИФЕЙСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТИМАНО-ВАРАНГЕРСКОГО ПОЯСА БАЙКАЛИД – НОВЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН РОССИИ**

*Сорохтин Н.О.<sup>1,2</sup>, Лобковский Л.И.<sup>1</sup>, Козлов Н.Е.<sup>2,3</sup>, Чикирев И.В.<sup>2,3</sup>*

<sup>1</sup>Институт океанологии РАН им. П.П. Ширшова, г. Москва

<sup>2</sup>Геологический институт Кольского научного центра РАН, г. Апатиты

<sup>3</sup>Апатитский филиал ФГОУ «Мурманский государственный технический университет», г. Апатиты

В процессе эволюции Восточно-Европейской платформы (ВЕП) ее северная и северо-западная (в современных румбах) оконечность в постархейское время, по-видимому, периодически испытывала процессы раскола и коллизионного сочленения с Североамериканской литосферной плитой [11]. На это, в частности, указывает сопоставимость структурно-вещественных комплексов свекофеннид Балтийского щита и Кетилид южной Гренландии и Канады, сформированных около 1,9 – 1,8 млрд. лет назад во время закрытия Свекофеннского палеоокеана при формировании суперконтинента Мегатея (1,9 – 1,8 млрд. лет). Позднее, в раннем и среднем рифее (1650 – 1350 млн. лет назад), достоверные геологические данные в этой части платформы отсутствуют, что может косвенно указывать на процессы раскрытия океана Палеояпетус, разделившего некогда единые Канадско-Гренландские континентальные образования и родственные им структурно-вещественные комплексы Балтийского щита.

В Перитиманской области и в Кандалакшско-Двинском бассейне, в интервале 1350 – 1050 млн. лет, развивались структуры прогибания фундамента и накопления континентальных терригенных осадков с примесью вулканитов [11]. В это же время на северо-востоке Русской плиты начинают формироваться шельфовые и склоновые осадочные комплексы пассивной окраины континента [4]. Данные события хорошо согласуются с фактическим материалом о времени распада суперконтинента Мегатея (Штилле) около 1,7 млрд. лет назад, продолжавшегося вплоть до позднего рифея (около 1000 млн. лет назад), когда был сформирован следующий в истории Земли суперконтинент Мезогей (Родиния) [10]. В это время в северо-западной периферической зоне ВЕП формируется Дальсландская складчатая область, являющаяся продолжением Гренвильского пояса в Канаде и Гренландии и маркирующая зону закрытия океана Палеояпетус.

В венде (650 – 570 млн. лет) процессы ее пенепленизации привели к формированию комплекса континентальных терригенных осадков со следами тиллитов

на северо-западе [Чумаков, 1978] и прибрежно-морских образований на севере в районе п-ова Варангер [13]. В это же время продолжалось накопление осадочного комплекса шельфовых и континентально-склоновых образований на северной и северо-восточной пассивной окраине Русской плиты. Дальсландский орогенез на западе привел к формированию целого ряда закономерно расположенных в пространстве рифтовых систем в ее северо-восточных районах. При этом тектонические условия их формирования носили явный отраженный характер, что закономерно сказалось на практически полном отсутствии магматической составляющей в разрезах рифтов и на плечах структур. Лишь на северной оконечности Кольского п-ова и на п-овах Средний и Рыбачий отмечены редкие тела и дайки долеритов, относимые к данному времени.

Условия относительного тектонического покоя в восточной и северо-восточной частях ВЕП в течение очень продолжительного отрезка времени (около 780 млн. лет, с 1350 по 570 млн. лет) свидетельствуют о возможном накоплении огромных масс потенциально нефтегазоносных осадочных образований на шельфе, склоне и в подножии континента. В эту эпоху континент последовательно мигрировал из приэкваториальной зоны Земли (около 1,0 млрд. лет назад), где он находился в момент формирования Мезогеи в приполярные области (800 – 650 млн. лет назад), а затем обратно (около 550 млн. лет) [10].

В настоящее время рифейские образования пассивной окраины севера и северо-востока (в современных румбах) Русской плиты обнажены в пределах п-ова Варангер в северной Норвегии, п-овах Средний, Рыбачий и о. Кильдин на северной оконечности Кольского п-ова, а также на Канином носу и Тиманском выступе Архангельской области. В геологической литературе эти образования выделяются как Тимано-Варангерская система байкалит [3, 6] и представляют собой моноклинальное напластование средне-позднерифейских и вендских метаморфизованных осадочных комплексов, тектонически взброшенных, а местами надвинутых на архейские и раннепротерозойские образования Балтийского щита и Русской плиты [5]. Поверхность моноклинали полого погружается в сторону Южно-Баренцевоморской впадины под углами  $2 - 5^{\circ}$ , а затем угол наклона увеличивается до  $5 - 10^{\circ}$  [6].

Осадочные комплексы среднего рифея представлены сероцветными полимиктовыми конглобрекциями, конгломератами и гравелитами с прослоями алевролитов и псаммитов. В верхних частях разреза наблюдается переслаивание сероцветных аргиллитов, алевролитов, полимиктовых псаммитов и конгломератов с линзами и конкрециями карбонатных пород. Позднерифейские и вендские образования представлены переслаиванием разноцветных кварцевых, олигомиктовых и аркозовых псаммитов, алевролитов, пелитов и доломитов. В разрезе встречаются прослои полимиктовых конглобрекций с обломками фосфоритов и карбонатных стяжений. Вторичные преобразования соответствуют стадии метагенеза – начального метаморфизма [12]. Геодинамические условия накопления перечисленных комплексов отвечают единому латеральному ряду шельфовых, континентально-склоновых и подножно-континентальных образований [4].

В позднем венде – раннем кембрии, около 620 – 540 млн. лет назад, произошло сочленение северной и северо-восточной оконечности Русской плиты с Баренцево-Печорской плитой (БПП), которая впоследствии была разделена на Свальбардскую, Северокарскую и Печорскую [11]. При этом к северо-западу от нее еще существовал океан Япетус, сформированный после распада суперконтинента Мезогея (Родиния). Процесс приращения ВЕП в этой ее части протекал без интенсивной складчатости и магматизма, на что указывают все имеющиеся геолого-геофизические данные. По-видимому, сочленение двух континентов происходило по зоне касательного проскальзывания, подобно смещающимся вдоль трансформного разлома блокам.

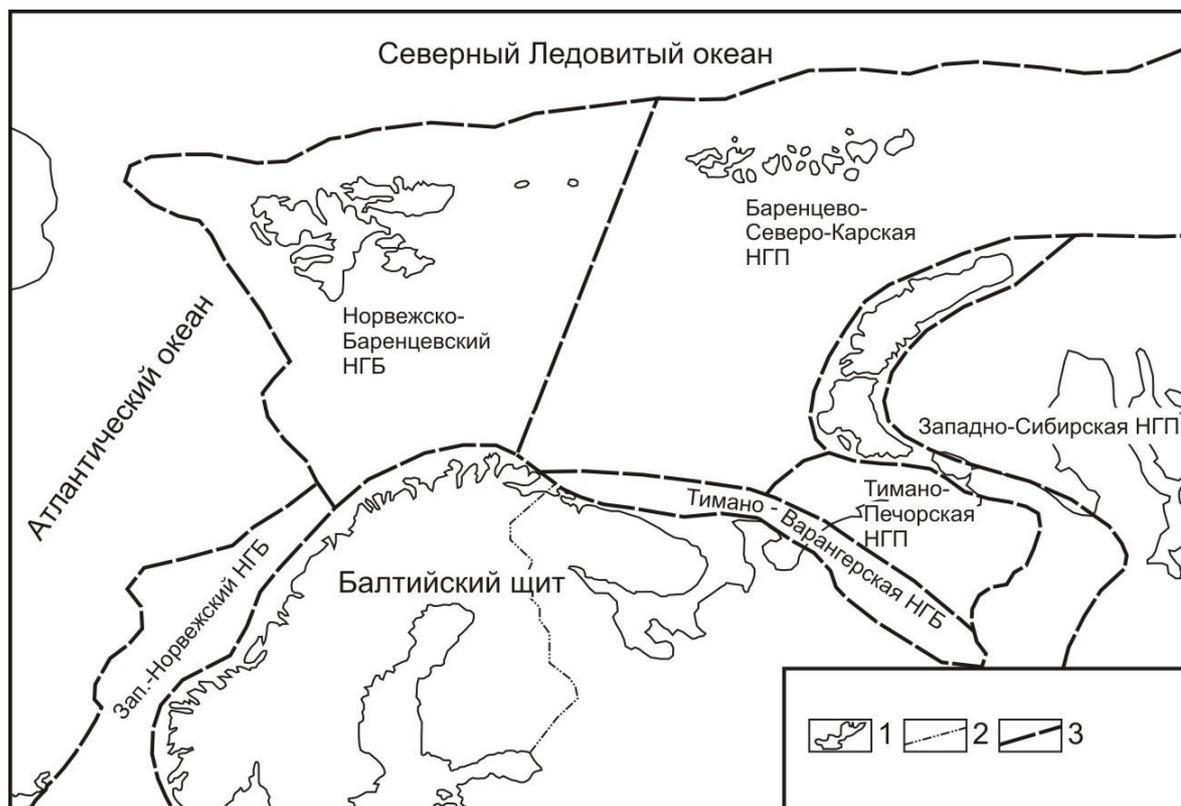
Процесс сочленения двух плит привел к надвиганию шельфовых и континентально-склоновых образований среднего и позднего рифея и венда на окраину

ВВП и формированию в районе п-овов Средний и Рыбачий крупных правосторонних сдвиговых и взбросо-надвиговых структур. А.П. Симонов с соавторами [6] отмечает, что процессы формирования Тимано-Варангерской шовной зоны сопряжены с резким уменьшением мощности разреза в северо-западном (Кольско-Канинском) сегменте, тогда как в юго-восточном (Тиманском) наблюдаются многократное его увеличение. К этому следует добавить, что в разрезе отсутствуют образования раннего рифея, и лишь в самой юго-восточной части Тимано-Варангерской шовной зоны присутствуют осадки данного возраста [11].

Описанные факты мы связываем с правосторонне-сдвиговым сочленением двух литосферных плит, при котором разделяющий их океанический бассейн был закрыт без субдукционного поглощения на большей ее части. При этом наиболее молодые фрагменты разреза шельфовых и континентально-склоновых образований Восточно-Европейской платформы были взброшены на край плиты, а частью срезаны, перемещены и сгружены в юго-восточном направлении. Более древние, раннерифейские комплексы, слагавшие нижние уровни склона и подножья континента, скорее всего, были захоронены в нижней части сформированной шовной зоны. Эти процессы привели к увеличению степени складчатости и метаморфизма, вплоть до зеленосланцевой фации в пределах Канинской и Тиманской части разреза, а так же к проявлению контрастного магматизма от гранитоидного и гранодиоритового до габбро-диабазового. Еще южнее (в Предуралье) эта зона переходит в конвергентную структуру, о чем свидетельствует вскрытый бурением комплекс магматических пород островодужного типа [11].

Вслед за А.Н. Дмитриевским и М.Д. Белониным [2], описываемая территория была нами разделена на ряд закономерно расположенных в пространстве нефтегазоносных бассейнов и провинций [7, 8] (рис. 1). При этом пространственно-временные закономерности размещения типов УВ, а так же геолого-геодинамический анализ корообразующих и преобразующих процессов показали, что бассейны Северного, Норвежского и Западно-Баренцевского морей резко отличны от Баренцево-Северо-Карской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций и, скорее всего, могут быть разделены на три крупных генетических типа [7]. К первому типу можно отнести те, которые в процессе эволюции нефтегазоносных бассейнов претерпели один – каледонский (Норвежско-Баренцевский НГБ) или два, каледонский и герцинский этапы тектоно-магматической активизации (Зап. Норвежский), а ко второму только один – герцинский (Баренцево-Северо-Карский, Тимано-Печорский и Западно-Сибирская НГП). Кроме этого в пределах южной части Баренцево-Северо-Карской и Тимано-Печорской провинций, на границе с архейскими комплексами Балтийского щита выделяется самостоятельная зона потенциального нефтегазонакопления рифейского возраста, что подчеркивает ее уникальность и возможность существенного приращения совокупного УВ потенциала. Эта область примечательна тем, что процессы генерации углеводородного сырья в ней протекали на протяжении наиболее продолжительного времени (около 800 млн. лет), а общий потенциал был сформирован в результате проявления трех тектоно-термальных эпох: байкальской, каледонской и герцинской.

Северная граница выделяемых нефтегазовых бассейнов и провинций, сопряженных с зоной сочленения континентального склона с океанической литосферой Атлантического и Северного Ледовитого океанов, может быть проведена по богатому газогидратами материковому подножью, что, возможно, существенно изменит в будущем их совокупный нефтегазовый потенциал. Здесь же следует отметить, что наименее изученным ввиду сложных климатических условий является Северо-Карский бассейн, который, по-видимому, следует считать естественным продолжением Свальбардской плиты и отделенной от Южно-Карского фрагмента Западно-Сибирской нефтегазовой провинции трансформным разломом.



1- контур береговой линии; 2- государственная граница и граница ответственности арктического сектора России; 3- срединная линия между территориями России и Норвегии; границы нефтегазоносных бассейнов, областей и провинций

Рисунок 1 – Нефтегазоносные бассейны и провинции запада Российской Арктики по А.Н. Дмитриевскому и М.Д. Белонину [2] с изменениями и дополнениями

Изучение проблем разнообразия и изменения массы океанической биоты во времени показывает, что на рубеже среднего и позднего протерозоя произошла глубокая перестройка ее трофической структуры, связанная с бурным распространением эукариотных организмов и фитопланктона. Приблизительно в это же время началось и бактериальное заселение суши, о чем свидетельствуют красноцветные коры выветривания земных пород этого же возраста [1].

По данным О.Г. Сорохтина [9], масса океанического фитопланктона увеличивалась со временем приблизительно пропорционально росту массы воды в океане. Следовательно, около 1 млрд. лет назад биомасса океанических организмов уже была достаточно значительной, и составляла около 91 % ее современной величины [9]. С течением времени совершенствовалась и земная жизнь. Так, уже в венде появились первые формы макроорганизмов, оставивших свои отпечатки во многих отложениях этого возраста. В кембрии появились скелетные формы животных и возникли практически все современные типы растительного и животного царств.

В целом же, позднепротерозойская эпоха характеризовалась царствованием микроорганизмов в морях того времени, и формирование залежей углеводородов биогенного типа в толщах осадков может быть связана только с ними. Так, в осадочных толщах терригенного состава обычно содержится от 0,5 до 1,0 % органических веществ. А из этого количества только 30 % может перейти в углеводороды. Исходя из условий нефтегазогенерации в накапливающихся осадочных толщах на пассивных окраинах континентов, получается, что “созревание” нефти и газа в них происходит уже через 20–30 млн. лет после образования самой континентальной окраины. В дальнейшем область генерации углеводородов существенно расширяется. Это говорит о том, что за приблизительно 800 млн. лет существования Тимано-

Варангерской пассивной окраины древнего континента, коей была Русская плита, в ее толще было захоронено гигантское количество органического вещества.

Исследования структурно-вещественных комплексов северо-западной части Тимано-Варангерского пояса показали, что полого залегающие и слабометаморфизованные осадочные толщи рифея могут обладать очень большим нефтегазоносным потенциалом как традиционного, так и нетрадиционного типов. Изучение физических свойств горных пород разреза выявило наличие благоприятных условий для формирования залежей УВ сырья и, в первую очередь, для скоплений “сланцевого газа”.

На п-овах Средний и Рыбачий были выявлены аномально высокие концентрации углеводородных газов в рифейских отложениях. Значения коэффициента  $CH_4/\Sigma TU$  в пробах (от 2,4 до 40,0) не отличаются от показателей, характерных для обычных газоконденсатных и газонефтяных месторождений в отложениях фанерозоя. Повышенное содержание УВ газов также было установлено в прибрежной зоне к северу от Кольского п-ова, в соответствующей полосе развития рифейских и палеозойских отложений.

Проведенные исследования аэрогазовой съемки позволили обосновать приуроченность эманаций метана и пропана к крупным тектоническим зонам, а пробуренные поисковые скважины выявили зоны с постоянными притоками газа. Полученные данные об изотопном составе углерода из него позволили заключить, что в захороненных на больших глубинах осадочных толщах пассивной окраины континента в рифее под действием литостатического давления могли формироваться крупные залежи УВ сырья. Кроме этого, Тимано-Варангерский нефтегазоносный бассейн может быть богат залежами сланцевого газа и, возможно, сланцевой нефти. Нахождение в крупных зонах трещиноватости устойчивых притоков газа, по-видимому, указывают на вскрытие ими микропористой структуры осадочного чехла рифейских отложений.

Приведенные данные позволяют так же предположить, что описываемый регион обладает высокой потенциальной нефтегазоносностью традиционного и нетрадиционного типов, и требует проведения на его территории специализированных поисковых работ. В процессе геолого-геофизических исследований возможно не только подсечение зон с промышленными притоками газа, но и охарактеризование исследуемой территории на предмет концентрации в толще рифейских осадков скоплений углеводородного сырья, в том числе и сланцевого газа.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Анатольева А.И.* Главные рубежи эволюции красноцветных формаций. - Новосибирск: Наука, 1978. – 190 с.
2. *Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д.* Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов Российского шельфа // Природа. – 2004. – №9. – С. 6–15.
3. *Милановский Е.Е.* Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии). – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 448 с.
4. *Негруца В.З., Басалаев А.А., Чикирев И.В.* Баренцевоморский фосфоритовый бассейн. – Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 1993. – 119 с.
5. Сейсмогеологическая модель литосферы Северной Европы: Лапландско-Печенгский район / Отв. ред. Н.В. Шаров. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 1997. – 225 с.
6. *Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н., Снетко П.П., Митрофанов Ф.П., Любцов В.В., Предовский А.А., Припачкин В.А.* Рифейская нефть полуострова Рыбачий: миф или ключ к принципиально новому направлению нефтегазопроисковых работ на шельфе Баренцева моря? // Вестник МГТУ. – Т.1. – №2. – 1998. - С. 121-140.
7. *Сорохтин Н.О., Козлов Н.Е., Чикирев И.В., Куликов Н.В. Глазнев В.Н.* Эволюция северо-западной части Тимано-Варангерского нефтегазоносного бассейна // Вестник КНЦ РАН. – 2011. – №3. – С. 3–20.

8. *Sorokhtin N.O., Chilingarian G.V., Kozlov N.E., Glaznev V.N.* Oil and gas content of the Eurasian western arctic shelf and prediction criteria of searching hydrocarbonic raw materials in a coastal zone of the Kola region // *Izvestia RANS (Russian academy of natural sciences). Special issue.* – V.21. – 2012. – Pp. 119–135.
9. *Сорохтин О.Г.* Жизнь Земли. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2007. – 452 с.
10. *Сорохтин О.Г., Ушаков С.А.* Глобальная эволюция Земли. – М.: Изд-во МГУ, 1991. – 446 с.
11. *Хаин В.Е.* Тектоника континентов и океанов (год 2000). – М.: Научный мир, 2001. – 606 с.
12. *Чикирев И.В.* Верхнедокембрийские фосфоритсодержащие отложения Кольского полуострова. Автореф. на соискание степени канд. наук. – М.: МГУ, 1995. – 18 с.
13. *Raaben M.E., Lubitsov V.V., Predovsky A.A.* Correlation of stromatolitic formations of northern Norway (Finnmark) and northwestern Russia (Kildin Island and Kanin Peninsula). *Nor. Geol. Unders. Special Publ. Trondheim.* – 1995. – P. 233–246.

## **EVOLUTION OF THE NORTHERN BARENTS SHELF, INCLUDING SVALBARD, DURING THE MIDDLE AND LATE TRIASSIC**

*Lundschieen B.A.<sup>1</sup>, Mørk A.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Norwegian Petroleum Directorate

<sup>2</sup>SINTEF Petroleum Research and NTNU

The geology of the northern areas of the Barents Sea (not yet opened for petroleum activity) has been explored by the Norwegian Petroleum Directorate using both seismic and shallow coring techniques, as well as on shore geological fieldwork on the Svalbard archipelago. The last year's fieldwork, mainly on the eastern islands, has resulted in an improved understanding of the geological development of this area. For the Triassic succession the geological models based on the land geology can be directly extended into the northern Barents Sea. Our database is numerous measured sedimentological sections as well as mapping and LIDAR helicopter scan data on Svalbard archipelago. In the northern Barents Sea the database comprises a regional seismic grid supplemented with 14 stratigraphic cores. Our investigations have been concentrated on the paleogeographic evolution of the Triassic succession and its implication for source and reservoir rock development.

The Triassic succession is important in the northern Barents Sea since the Jurassic in most areas is not sufficiently buried for source rock development. Good to excellent quality source-rocks are found in the Steinkobbe (Latest Olenekan – Anisian) and Botneheia (Anisian – Ladinian) Formations. High organic productivity with abundant alga took place in the surface water of the large calm embayment on the northern flank of the Pangea supercontinent. Gradually this rich hydrocarbon source rock was covered by clastic sediments prograding in from the south-east.

The Snadd (Ladinian – Carnian) Formation of the Barents Shelf and the De Geerdalen Formation (Carnian – Early Norian) on Svalbard consists of repeatedly coarsening upwards sequences due to deltaic progradation from south-east. This system is gradually filling the Barents Sea. Channel belts are seen on seismic, and have very nice exposures on the steep mountain sides of Hopen, the south-easternmost island of Svalbard. The reservoir properties are improving from western Svalbard through eastern Svalbard and into the Barents Sea. Digital geological models made from the field investigations on Svalbard aid in interpreting the data from the Barents Shelf. A crucial question is stacking pattern and development of delta channels, shoreline deposits and bar development.

## ЛИТОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ОБСКОЙ ГУБЫ

*Юнусов Р.Ю., Сеницкий А.И.*

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Отдел по научному и техническому сопровождению комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий, г. Салехард

На протяжении нескольких сезонов (2010 – 2012 гг.), совместно с ФГУ «ГОИН», были проведены масштабные экспедиционные работы, в т.ч., в центральной части Обской губы, включающие как летне-осенние, так и весенние этапы полевых работ.

Основная цель работ – получение характеристик, необходимых для обеспечения геозкологической и геотехнической безопасностей объектов обустройства месторождений углеводородов в условиях сурового ледового режима акваторий приямальского шельфа.

В соответствии с Техническим заданием, ключевые участки (полигоны) под строительство подводного перехода Обской губы магистральным газопроводом (МГ) расположены: на Тазовском берегу – в шести километрах к северу от мыса Парусный; на Ямальском берегу – в 20-ти километрах к югу от пос. Мыс Каменный. Средняя протяженность обоих полигонов составила около 10 км (Рисунок 1).

В летне-осенний (безледный) сезон работы проводились на береговых полигонах и с борта судна [3]. Успешно были выполнены следующие задачи: оценка масштабов и временной изменчивости абразии берегов, переформирования профиля подводного склона и транспорта наносов в береговой зоне в районах планируемого выхода подводных газопроводов на берег; оценка масштабов экзарации дна в районах створов подводных газопроводов и др.

Состав береговых работ включал:

- эхолотный промер подводного склона с GPS/ГЛОНАСС-привязкой с маломерных судов;
- гранулометрическое опробование отложений берегового уступа, пляжа и осушки;
- с помощью методов прямых измерений и тригонометрического нивелирования от постоянных реперов сети мониторинга динамики берегов получение натуральных данных по морфологии берегов, пляжа и осушки, величинах отступления береговых уступов (Рисунок 2, 3);
- гидрометеорологические наблюдения на стационарных береговых постах в течение 30 суток (атмосферное давление, скорость и направление ветра, температура и влажность воздуха) и др.

Состав морских работ включал:

- установка 2-х автоматических донных станций с приборами для измерения параметров морской среды (течений, уровня, волнения, температуры и солености) на срок 30 дней;
- съемка ледово-экзарационного микрорельефа дна с использованием гидролокатора бокового обзора и промерного эхолота (с GPS/ГЛОНАСС привязкой);
- гидрологическая съемка и гранулометрическое опробование отложений в пределах полигона и участка исследования ледово-экзарационного микрорельефа.

Аккумулятивный рельеф (размываемый и дельтовый типы) является наиболее типичным для изучаемой береговой части западного берега Обской губы. Наиболее активно здесь представлены процессы озерно-болотной аккумуляции.

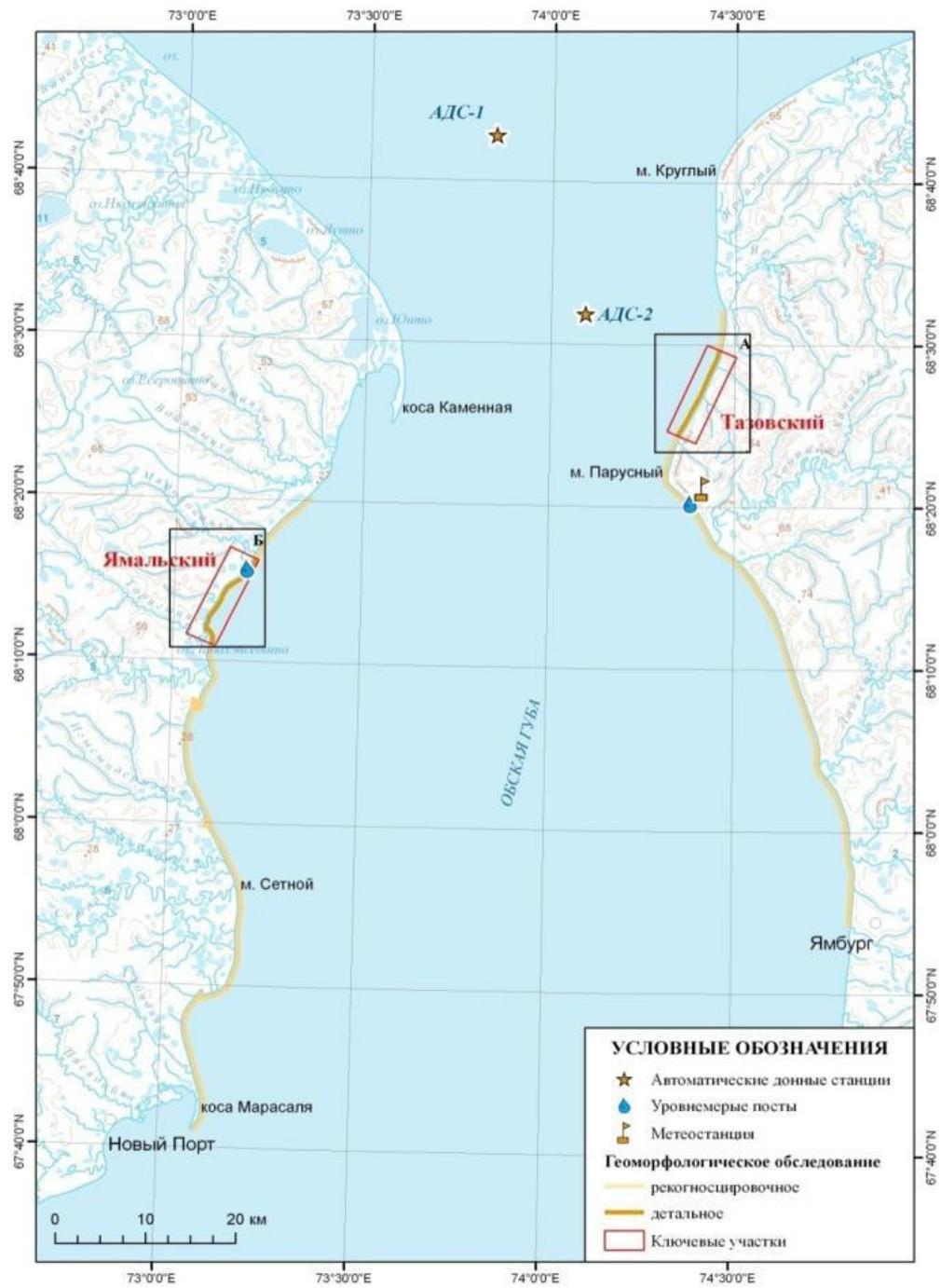


Рисунок 1 – Участки экспедиционных работ в Обской губе (ФГУ «ГОИН»)



Рисунок 2, 3 – Мониторинг динамики берегов на Ямальском ключевом участке



Рисунок 4, 5 – Исследование сезонного протаивания грунтов на Ямале

Исследования по комплексной оценке сезонного протаивания грунтов проводились в центральной части полигона Ямальского берега (Рисунок 4, 5).

В результате были построены профили, на которых можно наглядно проследить, как меняется поверхность многолетнемерзлых пород (ММП). Сезонноталый слой представляет собой верхнюю часть ММП, подвергающуюся сезонным преобразованиям. Основными факторами, влияющими на формирование сезонноталого слоя, являются: литологический состав и свойства грунтов, мощность торфяного горизонта, растительный покров, дренированность поверхности (Рисунок 6).

Сезонное протаивание грунтов начинается в июне и продолжается до конца сентября. С установлением отрицательных среднесуточных температур воздуха в октябре начинается промерзание сезонноталого слоя, которое полностью завершается к середине декабря [1]. Наиболее типичные мощности сезонноталого слоя – 0,3 – 0,8 м (торфяники; слабо дренированные, часто оторфованные поверхности с осоково-моховой растительностью) и 0,8 – 1,5 м (дренированные участки водоразделов и пологих склонов морских и аллювиальных террас, пляжи и др.).

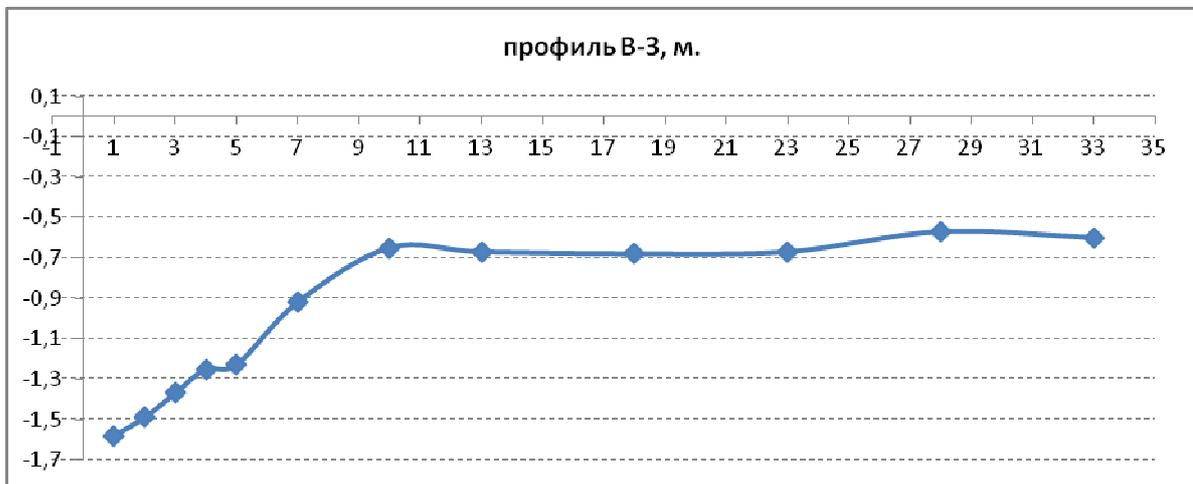


Рисунок 6 – Исследования сезонноталого слоя, Ямальский полигон

По результатам литолого-геоморфологического описания, на Тазовском берегу выделены следующие типы берегов: термоабразионно-термоденудационный (Рисунок 7); термоабразионный с активным клифом (Рисунок 8); аккумулятивный террасовый (центральный участок полигона, в месте впадения р. Вайтаяха).

В местах активной прибойной зоны обнажаются коренные пластовые льды и крупные линзы, сложенные прозрачными льдами, которые усиливают термоабразионные и термоденудационные процессы береговой зоны. Происходит активное развитие клифов – отвесных абразионных обрывов, образовавшихся

в результате разрушения высокого коренного берега под действием прибоа [2]. В данных условиях клиф быстро отступает в сторону суши, увеличивая ширину абразионной береговой террасы, лежащей у его подножья (до 1 м в год).

Исследования по изучению сезонноталого слоя в береговой зоне Тазовского ключевого участка проводились в центральной части полигона (в 500 м к северу от устья р. Вайтаяха). Берег здесь имеет характерный пологий, аккумулятивный террасовый рельеф протяженностью более 2 км.



Рисунок 7, 8 – Термоабразионно-термоденудационные формы рельефа, северная часть Тазовского полигона (вид на север)



Рисунок 9, 10 – Исследование сезонного протаивания грунтов на Тазовском полигоне

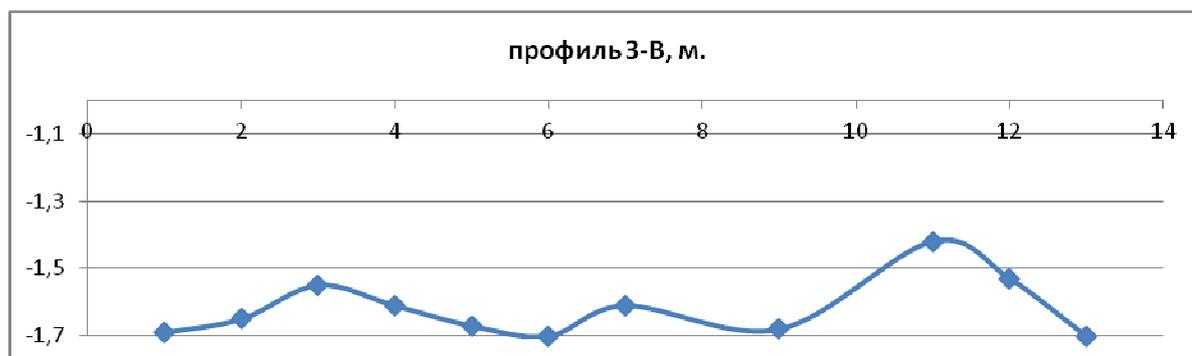


Рисунок 11 – Исследования сезонноталого слоя на Тазовском полуострове

Именно в этой зоне, выход проектируемого газопровода на дневную поверхность, путем строительства коффердама, наиболее вероятен (Рисунок 9, 10).

Низкое влагонасыщение в течение всего года, наличие конвективного теплообмена, отсутствие растительного покрова, все это способствует увеличению мощности сезонноталого слоя и скорости протаивания (Рисунок 11).

Экспедиционные работы, проводимые в весенний (ледовый) сезон, отражают сведения об основных элементах ледового режима в центральной части Обской губы за период 2005 – 2012 гг. Состав весенних работ включал фото и видеосъемку ледовых явлений (Рисунок 12, 13), фиксирование дат начала весеннего взлома и окончательного разрушения припая и др.

В Обской губе, до прихода активного ледохода с юга, неподвижный припай успевает пройти почти все стадии разрушения льдов. Весенний ледяной покров характеризуется высокой степенью разрушения т.е. наличием снежиц, проталин, водяных заберегов, прибрежной полыньи вдоль береговой линии Ямала, в то же время, редким наличием торосов, несяков и др. Ледоход в центральной части Обской губы (с  $67^{\circ}$  по  $69^{\circ}$  параллели) ежегодно проходит в период с последней декады июня до конца июля, средняя скорость движения льда при этом составляет около 10 км/сут.



Рисунок 12, 13 – Южная часть бухты Новый Порт в конце июня 2010 г., вид с вертолета

При подготовке данного материала был осуществлен сбор и анализ сведений об основных элементах ледового режима за период 2005 – 2012 гг. в бухте Новый Порт (Рисунок 14 – 20).

В последние годы наметилась тенденция, характеризующая более «позднее» развитие ледовых процессов, сопровождающих замерзание Обской губы. Начиная с 2008 г., дата окончательного замерзания воды здесь с каждым годом отодвигается. Вместе с этим, весеннее разрушение льдов за период наблюдений проявляется по календарю значительно раньше.

Анализ ледовой обстановки в бухте Новый Порт показал, что в последние три-четыре года отмечается уверенная тенденция; зима наступает позднее, а весна приходит раньше. Такой показатель как «Число суток за год со льдом», начиная с 2009 г., с каждым годом неизменно сокращается. В 2012 году зафиксированы рекордно низкие значения данных показателей – 226 суток со льдом, при максимальной толщине припая на постоянном участке всего 112 см.

Максимальная высота снежного покрова с 2008 г. ежегодно сокращается, а плотность снежного покрова медленно, но неизменно возрастает в течение всего периода наблюдений.

Тем не менее, делать выводы о глобальном потеплении, на наш взгляд, пока преждевременно. Необходимо продолжать наблюдения за основными элементами ледового режима в акватории Обской губы.

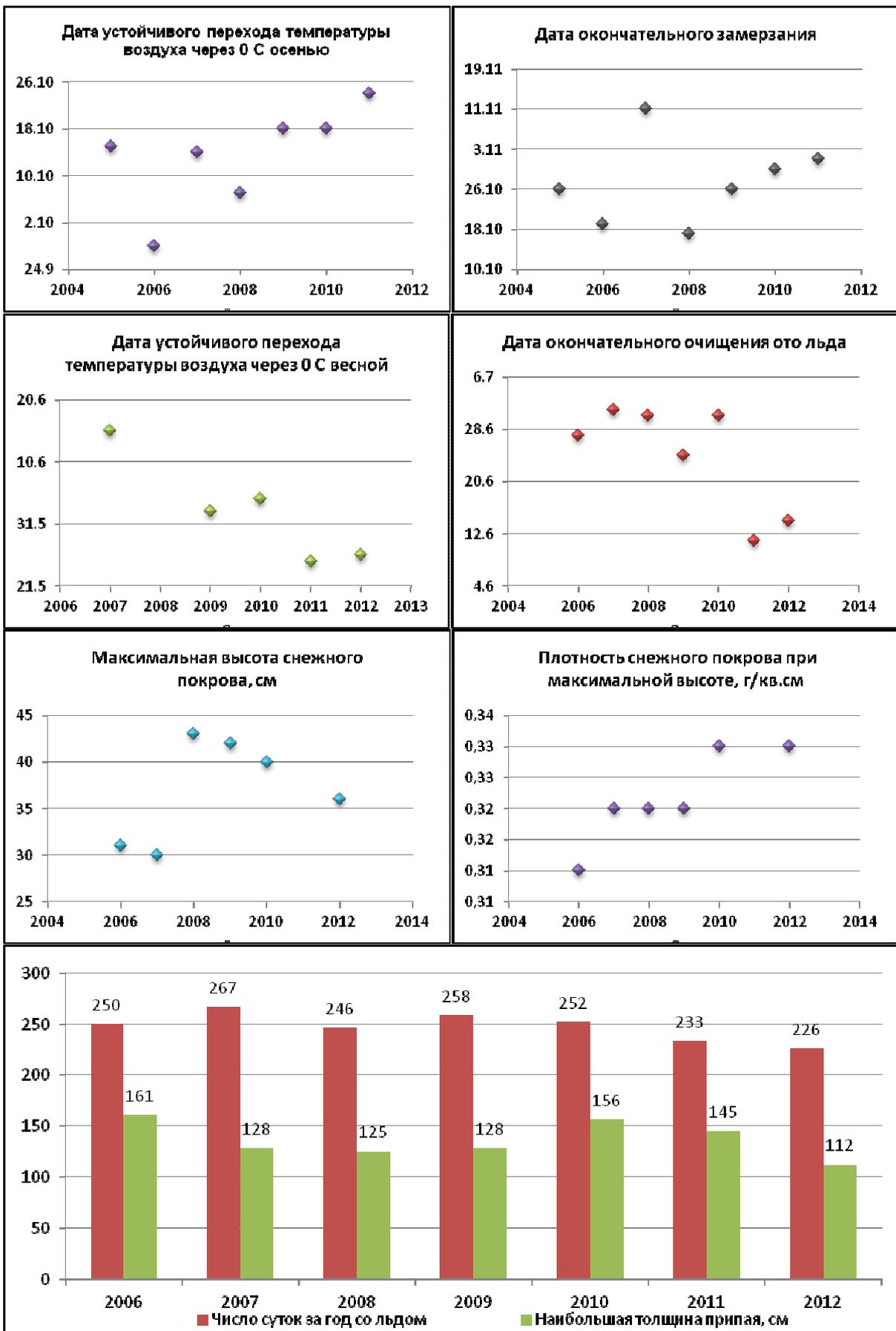


Рисунок 14-20 - Характеристики ключевых элементов ледового режима в Обской губе

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баулин В.В, Аксенов В.И., Дубиков Г.И. и др. Инженерно-геологический мониторинг промыслов Ямала. – Том II. – Тюмень: Институт проблем освоения Севера СО РАН, 1996. – 240 с.
2. Павлов А.Н., Одесский И.А., Иванов А.И. и др. Общая и полевая геология: Учебник для вузов – Л.: Недра, 1991. – 463 с.
3. Программа экспедиционных работ по комплексному исследованию ледовых и литодинамических воздействий на дно и берега в байдарацкой и обской губах и в районе харасавэйского месторождения с учетом временной изменчивости на 2011–2012 гг. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ФГУ «ГОИН». М.: 2011. – 73 с.

## **CENOZOIC SANDY SYSTEMS AND SEA FLOOR STABILITY ALONG THE WESTERN BARENTS MARGIN AND OFF NORTHERN NORWAY**

***Laberg J.S., Safronova P.A., Andreassen K., Vorren T.O.***

Department of Geology, University of Tromsø, Norway

In the DEMOCEN-project (Depositional model for Cenozoic sandy systems), a Petromaks project funded by the Research Council of Norway and Statoil, we have studied modern and early Tertiary sandy systems on the continental margin of northern Norway – SW Barents Sea. The modern system, the Andøya Canyon – Lofoten Basin Channel has acted as a major pathway for transport of sandy sediments from the shelf into the deep sea. Sediment core data from a levee at the canyon mouth shows high frequency of turbidites during the last glacial maximum and markedly lower frequency and lower volume flows during the present interglacial. Our working hypothesis is that the low-volume flows were characterized by a relatively short run-out and terminating at the base of the slope, while large-volume-flows had a long run-out and made it to the deepest part of the basin. The latter flows may partly have eroded into and incorporated turbidites deposited at the base of the slope.

In the Sørvestsnaget basin, early Tertiary sandy turbidites were deposited in a rift basin formed during the initial period of rifting and sea-floor spreading. The source area of the turbidites was the Stappen High to the north and the sediment supply to the basin was influenced by the relative sea-level variations of this period. Profound post-depositional deformation of the sand deposits has been identified. This resulted in sand injections that occur in several stratigraphic intervals and that has influenced of the final geometry of these deposits.

In the LOSLOPE-project (Sea floor stability offshore Lofoten, Northern Norway), a Petromaks project funded by the Research Council of Norway, we focused on small-scale submarine landslides on the continental slope offshore Lofoten, their morphology, the sedimentary processes involved, and the origin and role of weak layers. We also modeled of the present stability of the sea floor as well as the initiation and flow behavior of one of the failures using sedimentological and geotechnical parameters obtained from core data. The smaller scale slides show many similarities with previously studied giant slides (including the Storegga Slide) offshore Norway but also some important differences. In addition to a much smaller volume of sediments involved some did not involve the upper part of the continental slope and only affected sediments to a depth of ~13 m below the sea floor. Studies of the long-term evolution of this area show that sliding mainly has occurred during the Pleistocene. Little activity have been identified in the mid Miocene – Pliocene period when this part of the slope was dominated by contouritic sedimentation.

## GLACIATIONS IN THE BARENTS SEA AREA

*Andreassen K.<sup>1</sup>, Knies J.<sup>2</sup>, Husum K.<sup>1</sup>, Akhmanov G.<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>Department of Geology, University of Tromsø, Norway

<sup>2</sup>Norwegian Geological Survey, Norway

<sup>3</sup>Lomonosov Moscow State University, Russia

The GlaciBar project (Glaciations in the Barents Sea area), a PetroMaks project funded by the Research Council of Norway and Statoil, British Gas Norway and Det Norske aims to improve the knowledge of the Late Cenozoic Evolution of the Barents Sea area, focusing on improving the stratigraphic and paleoenvironmental framework and understanding of glacial erosion and sediment transport.

A comprehensive framework for the Atlantic-Arctic Gateway has been established for the last 6 Myr on the Yermak Plateau, NW Svalbard margin, based on new paleomagnetic and biostratigraphic data and high-resolution seismic between ODP Holes 911A, 910C and 912A. The results indicate a Late Miocene age (~6 Ma) for the base of holes, providing the first complete late Neogene record for the marginal Arctic Ocean and extending the previously published age model by several million years. A new seismostratigraphic framework is established along the western Svalbard margin. The results indicate shelf edge glaciation of the Svalbard Ice Sheet from ~2.7 Ma and regional intensified glaciation in the Barents Sea area from 1.5 Ma, when ice streams reached the shelf break in the south-west.

Seismic data and numerical modeling provide new information about glacial erosional processes and sediment transport. The results indicate a strong link between subglacial glacitectonic erosion and migration of fluids from deeper hydrocarbon reservoirs in the SW Barents Sea. A conceptual model is proposed, where brittle glacitectonic deformation takes place along a weak layer at the base of gas-hydrate cemented sediments. Fluid flow from hydrocarbon reservoirs is associated with cycles of glaciations and unloading due to glacial erosion and ice retreat, causing leakage from expansion of deeper gas reservoirs, reactivation of faults and creation of new ones.

## СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ОБРАМЛЕНИЯ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (РАЙОН ПОЛУОСТРОВОВ СРЕДНИЙ И РЫБАЧИЙ)

*Терехов Е.Н.<sup>1</sup>, Журавлев В.А.<sup>2</sup>, Балугев А.С.<sup>1</sup>, Тюпанов С.Н.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Геологический институт РАН, г. Москва

<sup>2</sup>Морская арктическая геологоразведочная экспедиция, г. Мурманск

Перспективы находок углеводородного сырья в непосредственной близости к суше в районе Баренц-региона, традиционно связываются с рифейскими отложениями на севере Восточно-Европейской платформы (ВЕП). Которые, как предполагается, в виде единой полосы протягиваются от п-ва Варангер до Тиманского кряжа и далее вдоль западного склона Урала. По этой причине детально изучен Мезенский бассейн на границе сочленения ВЕП с Тиманским складчатым поясом, и получены достаточно неплохие результаты [1]. Другим перспективным районом считается северное обрамление Кольского п-ва, известное в литературе как Кольско-Канинская моноклиналь [2]. Низы разреза, породы которого обнажаются вдоль северного края Балтийского щита, представлен рифей – вендскими отложениями кильдинской и рыбачинской суперсериями. Первая залегает на породах Балтийского щита в виде чехла или в составе палеорифта, аналогичному по возрасту и геодинамическому положению структурам Беломорской рифтовой системы [3]. Образования этой зоны развиты на п-ве

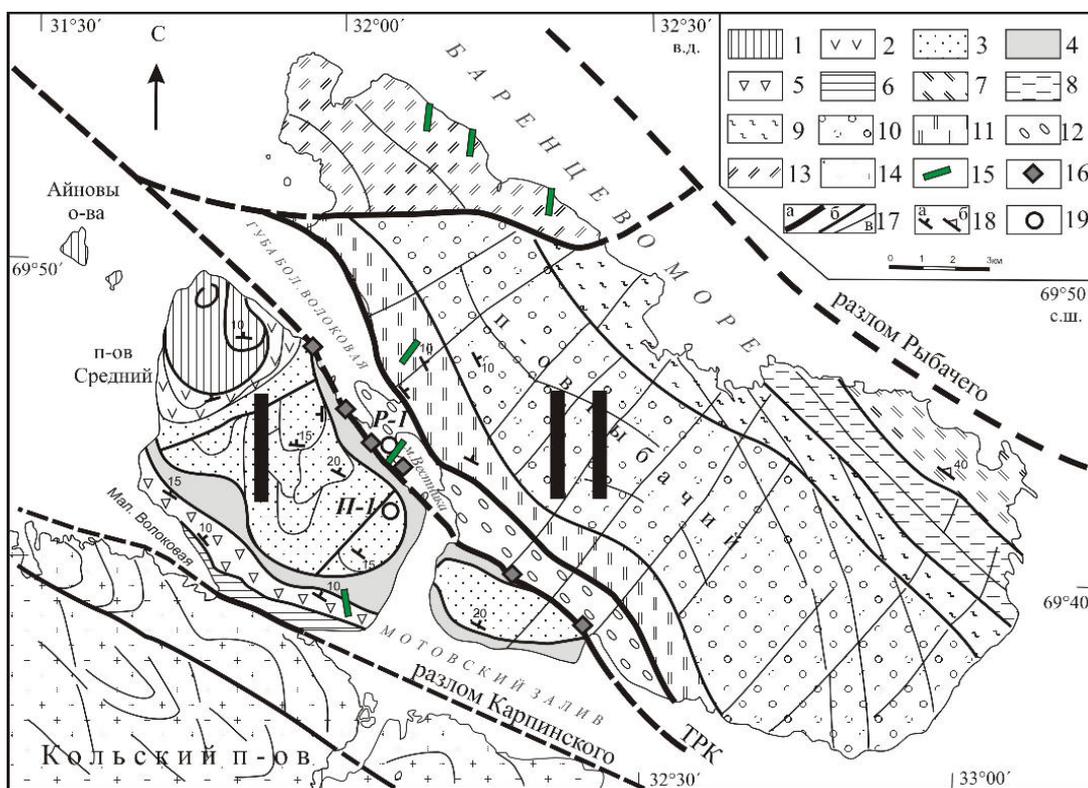
Средний и южной части п-ва Рыбачий, а их аналоги прослеживаются на юго-восток: на о. Кильдин и в небольших грабенах в районах губы Ивановская, мыса Святой Нос, Лумбовского залива и устья р. Поной. Все мелкие грабены на востоке Кольского п-ва имеют однотипное строение: крутой СВ борт с разломом на границе с фундаментом и наличием конгломератов вдоль него, и пологий ЮЗ контакт со стратиграфическим залеганием рифея на породах фундамента. Подобная схема строения (одно крыло – крутое, а другое – пологое) типично для большинства континентальных грабенов. Это может указывать на то, что структурообразующие разломы выполаживаются с глубиной, что и обуславливает структурно-вещественную асимметрию прогибов. Пологое положение главных сместителей предопределяет и то, что грабены не прослеживаются в виде единого прогиба, а образуют цепочку впадин, разделенных зонами аккомодации, где обнажаются интенсивно раздробленные и деформированные породы фундамента. Рыбачинская суперсерия принципиально отличается, прежде всего, по геодинамической интерпретации, так как рассматривается в составе Варангер-Тиманского складчатого пояса байкалид [3]. Граница между этими сериями известна в литературе как Тролльфиорд-Рыбачий-Канин (ТРК) или линия Соколова [4]. Некоторыми исследователями считается, что именно по этой линии вся система байкалид Варангер-Тиманского пояса была надвинута на край ВЕП [5].

Перспективность прибрежной области, то есть, сложенной рифейскими отложениями зоны, базируется на следующих фактах: 1 – выявленные ещё в конце 80-х годов прошлого века аномально высокие концентрации углеводородных газов в породах п-вов Средний, Рыбачий и о-ва Кильдин; 2 – предполагаемая по данным геофизических исследований большая мощность рифейских отложений, в том числе, в зоне Средний – Кильдин, которая по геодинамическому положению близка Мезенскому прогибу; 3 – возможное существование поднадвиговых структур, что вытекает из региональных тектонических построений. Более 10 лет обсуждался вопрос о бурении параметрических скважин в районе п-вов Средний и Рыбачий [4]. Помимо детальных геофизических исследований, через этот район проходит региональный геотраверс АР-1, выполненный с использованием новых результатов МОВ ОГТ ФГУ ГНПП «Спецгеофизикой» [6]. Отличительной его чертой является то, что южный его край «привязан» к разрезу Кольской сверхглубокой скважины СГ-3, а по суше (около 100 км) этот профиль проходит по хорошо обнаженному участку, где отдельные пласты прекрасно выделяются на местности. Геологическая интерпретация указанных геофизических материалов показала, что мощность рифейских отложений на п-ве Средний и Рыбачий соответственно 10 и 15 км [5]. По тем же геофизическим данным другая группа исследователей получила 6 и опять же 15 км соответственно [4]. Следует отметить, что выделяемый на профиле АР-1 рифейский структурный ярус с его мощностью до 10 и более км, прослеживается далеко на северо-восток [6], тем самым предопределяя и глубинную интерпретацию Восточно-Баренцевского прогиба в виде гигантской синеклизы. Бурение скважин на п-ве Средний и на перешейке между п-вами Средний и Рыбачий дало поразительные результаты. Так, по данным геофизических исследований, глубина до фундамента на п-ве Среднем предполагалась 6 и более км, а по данным бурения оказалась 1,1 км. На перешейке между п-вами Средний и Рыбачий мощность рифейских отложений предполагалась в 7–8 км, а скважина вошла в породы фундамента на глубине 17 м [7]. На поверхности всё пространство перешейка между полуостровами Рыбачий и Средний занято конгломератами и брекчиями, которые картировались в составе мотовской свиты рыбачинской серии. Природа этих конгломерато-брекчий не ясна, и ещё более непонятна их геодинамическая позиция.

После того как выяснилось, что глубина до фундамента не 7 км, а на порядки меньше, то изучение этих образований приобрело новое направление и иной смысл. Дело в том, что среди этих конгломерато-брекчий описывались обломки гранитного состава размером до 100 м, но этот факт не получал должного внимания. Детальное

изучение перешейка показало, что вдоль разлома ТРК, выделяется полоса развития дезинтегрированных гранитов, которые слагают разновеликие купольные структуры (рис. 1). Наиболее выразительным куполом является структура на п-ве Вестника в восточной части перешейка. Здесь гранитные породы интенсивно брекчированы и имеют постепенные переходы к осадочным образованиям мотовской свиты. Вероятно, по этой причине они ранее не выделялись как отдельные тела. Нами изучались три выхода дезинтегрированных гранитов, размером 200 x 150 м. Все они приурочены к линейной зоне разлома, и в рельефе выражены поднятия со скальными выходами, несмотря на то, что породы интенсивно раздроблены по сравнению с рифейскими кварцито-песчаниками. По составу это плагиограниты, иногда сосюритизированные.

Характер их дробления весьма специфичен: нет каких-либо линейных зон и трещин господствующих направлений. Порода хаотично раздроблена, причем, если в обнажении выбрать более или менее цельковый фрагмент (чаще это 50x50 см), то в нем есть более мелкие блоки, в которых, соответственно, также есть ещё более мелкие обломки. В шлифах также отчетливо видно дробление по краям зерен с образованием характерных зон дробления, напоминающих форму псевдотахилитов. Участки межзернового и межблокового дробления выполнены более мелкими обломками соседних зерен или блоков и заполнены аморфной массой цемента черного цвета.



1-6 – Кильдинская суперсерия. Волоковая серия: 1, 2 – куяканская и пуманская свиты. Кильдинская серия: 3, 4, 5, 6 – иерновская, палвинская, порополенская, землепахтинская свиты. 7-13 – Рыбачинская суперсерия. Баргаутская серия: 7, 8, 9 – ципнаволоцкая, зубовская, майская свиты. Эйновская серия: 10, 11, 12, 13 – перевальная, лонская, мотовская, скарбеевская свиты. 14 – гранитогнейсы и амфиболиты Балтийского щита. 15 – дайки (палеозой). 16 – выходы дезинтегрированных гранитов. 17- структурные элементы: а - важнейшие разломы, б – геологические границы, в – структурные линии (по результатам дешифрирования КС). 18 – углы падения пластов (а) и сланцеватости (б). 19 – параметрические скважины П-1 и Р-1. I и II – геотектонические зоны рифейского заложения

Рисунок 1 – Схема геологического строения рифейских отложений на полуостровах Средний и Рыбачий (с учетом данных В.З. Негруцы, В.В. Любцова и других исследователей)

Максимальные участки однородного цемента черного цвета в центре крупных блоков гранитов – 1–2 см. Они выполняют трещины, количество и мощность которых постепенно увеличивается к краям гранитных блоков. Гранитные блоки окружены переходной зоной, в которой обломки гранитов, размером 1–10 см «плавают» в той же черной массе цемента. Мощность переходной зоны до 1–2 м и далее иногда постепенно, иногда резко в черной массе появляется слоистость. Первоначально она выражена ориентированным распределением обломков гранитов и их разным количеством, а далее появляются слои черного и серого цвета. На удалении 10–15 м от гранитных блоков, среди полосчатой толщи появляются горизонты нормальных конгломератов. Скважина Р-1, заложенная в 500 м от выхода дезинтегрированных гранитов, на первых 17 м вскрыла слоистую толщу конгломератов, а глубже – дезинтегрированные граниты, такие же, как и наблюдаемые на поверхности. В свете вышесказанного, глубинное строение п-ва Рыбачий, вероятно, является несколько иным, чем оно представлялось ранее, когда мощность рифейских отложений, по данным некоторых авторов, превышала 10 км [4, 5, 6]. Глубинное строение п-ва Средний, благодаря данным по скважине П-1, к настоящему времени более или менее ясно, и это позволяет проводить некоторые сравнения с п-вом Рыбачий. Как показала скважина П-1, мощность рифейских отложений около 1 км, что хорошо прогнозируется и с помощью структурных наблюдений. Рифейские отложения залегают на архейском фундаменте в районе хребта Мустатунтури и далее на север они полого (10 гр.) падают на север, таким образом, за 15 км (до скв. П-1) они погружаются на 1 км, что и было вскрыто скважиной. Анализ отражающих площадок на профиле МОВ ОГТ с использованием данных бурения и наземных наблюдений позволяет сделать следующие выводы. На участках, где существует нормальная, ненарушенная моноклиальная или синклиальная структура хорошо выраженных пластов рифейских отложений, отсутствуют отражающие площадки. Подобная волновая картина (прозрачная), типичная для всего п-ва Среднего, характерна и для верхней части разреза п-ва Рыбачий. Это позволяет думать, что и здесь мощность рифея значительно меньше 10–15 км, как это интерпретировали по сейсмическим разрезам. Действительно, если считать, что на перешейке обнажается гранито-гнейсовый фундамент, то полагая моноклиаль с углами наклона 15 град. на п-ве Рыбачий у северного берега будет иметь мощность разреза не более 2–3 км. Есть и другие данные, указывающие на то, что мощность рифейских отложений в северной части п-ва Рыбачий незначительна. Так, в СЗ части полуострова известны конгломерато-брекчии, в которых преобладают обломки плагиигранитов. По характеру обломков, составу цемента, наличию вкрапленной сульфидной минерализации эти образования весьма близки конгломерато-брекчиям обрамления массивов дезинтегрированных гранитов на мысе Вестника. Это позволяет считать, что и в СЗ части п-ва Рыбачий, гранито-гнейсовый фундамент, залегают неглубоко, соответственно мощность рифейских отложений не велика и перспектив поиска в них УВ нет.

Однако, в последние годы значительно повысился интерес исследователей к проблеме формирования дезинтегрированных гранитов, особенно в связи с доказанными возможностями их коллекторских свойств и, соответственно, значительного количества выявленных нефтяных месторождений в гранитах [8]. Причины формирования крупных массивов, сложенных дезинтегрированными гранитами, во – многом остаются неясными. Как и в нашем случае, подобные массивы приурочены к крупным тектоническим зонам, которые являются ограничениями рифтов или резкого перегиба континентального склона. Ранее подобные структуры интерпретировались с позиции надвиговой тектоники, но в последние годы появляется всё больше данных, что процессы дезинтеграции и протрузивного внедрения обусловлены явлениями шоковой декомпрессии в сбросовых зонах (лежащее крыло) или в сдвигах (глубинные пулл-аппарты) [9]. Формирование сбросов и активизация

протрузивных явлений в лежащем крыле возможно связать с образованием прогиба под Кольской-Канинской моноклиналию вдоль СВ края Кольского полуострова, выполненного палеозой-мезозойскими отложениями (рис.2) На наличие регионального сброса к северу от п-ва Рыбачий указывает хорошо выраженная сланцеватость пород в его СВ части, падающая под углами 30–40° на СВ. В этой связи интересно рассмотреть строение Рыбачинского вала, расположенного к северу от одноименного полуострова. Ранее считалось, что в его пределах наблюдается поднятие подошвы рифея с 10 до 6 км. Но если наше предположение о мощности рифея не превышающей 2–3 км, верно, то это поднятие, более чем вероятно, сложено гранитами, а если они дезинтегрированы, то это потенциальная структура, контролирующая нефтегазоносные залежи.

Идеи, связанные с формированием перемещенных массивов дезинтегрированных гранитных массивов в тектонических зонах, возможно, применимы и для интерпретации некоторых особенностей Кольско-Канинской моноклинали. Известно, что перспективы нефтегазоносности в этой структуре связываются с рифовыми постройками [6]. На фоне кажущегося спокойного погружения осадочных пластов этой моноклинали к центру Восточно-Баренцевского прогиба, её докембрийский фундамент разбит клавишными разломами, которые проникают и в верхние уровни чехла, а на дне моря они выражены уступами, к которым, согласно классическим схемам, и приурочены рифовые постройки. Но возможно, часть выделяемых в пределах этой структуры аномалий является протрузивными гранитными массивами, сопряженными в своем развитии с пологими сбросами образующих данный прогиб, как это показано на рис. 2.

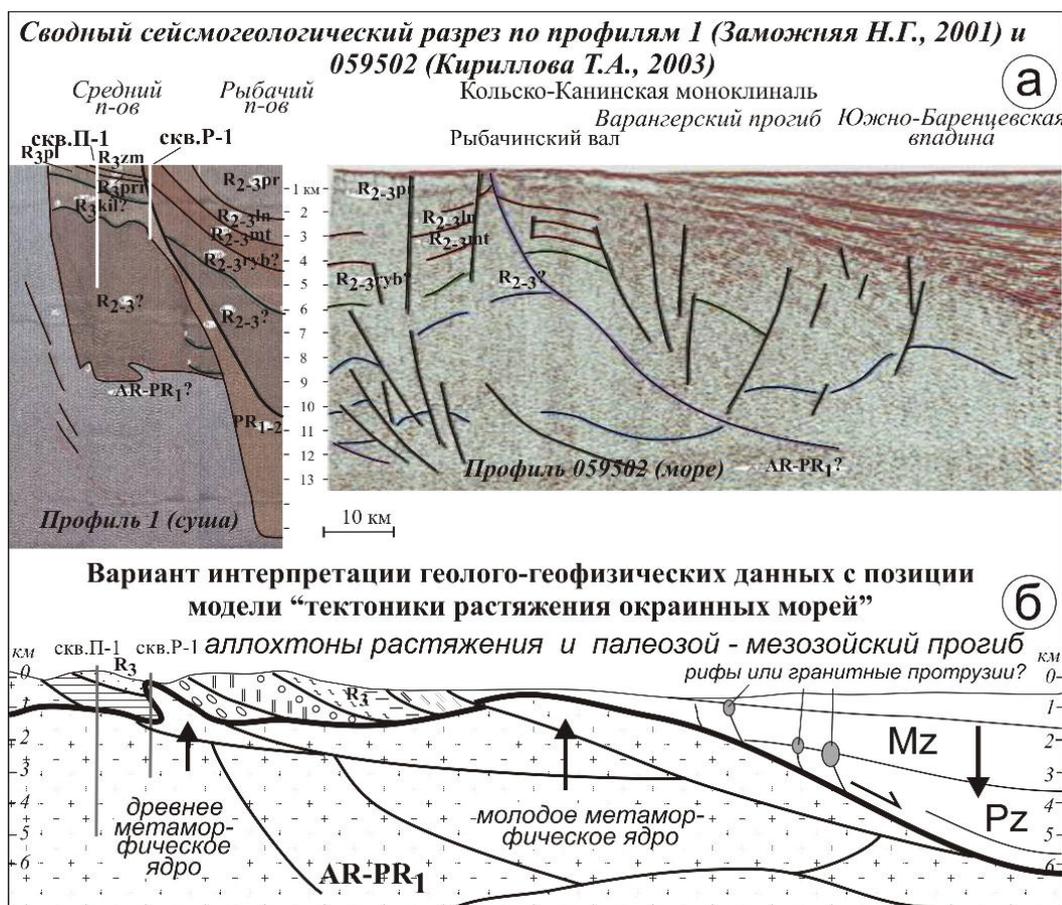


Рисунок 2 – Традиционный композитный сейсмогеологический разрез по сухопутной части профиля 1 (п-ов Средний-Рыбачий) и акваториальной части профиля 059502 (р-он южного крыла геотраверза 1-АР (а) и разрез той же территории при интерпретации разломов в качестве пологих сбросов и формирования метаморфических ядер (б)

Рассматривая потенциал всего СВ края ВЕП на углеводородное сырьё, следует отметить, что предполагаемая ранее большая мощность рифейских отложений и их, соответственно, перспективность на УВ в ряде случаев является просто мифом, тогда как на первый план подобных поисков может выйти обнаружение скрытых чехлом или тектоническим экраном массивов дезинтегрированных гранитов, расположенных вдоль края Кольской-Канинской моноклинали.

Примерами таких участков могут быть аномалии, выявленные по комплексу геофизических данных и показанные в работе [3]. Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что устоявшиеся взгляды о большой мощности и надвиговой структуре рифейских образований п-ва Рыбачий на Средний следует кардинальным образом изменить, что повлечет за собой изменение и стратиграфического деления этих толщ и изменения стратегии поиска УВ в пределах этой зоны.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Программы ОНЗ РАН № 10 и грантов РФФИ 12-05-31465 и 13-05-00298.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геодинамика и возможная нефтегазоносность Мезенского осадочного бассейна. – СПб.: Наука, 2006. – 319 с.
2. Шкарубо С.И., Шипилов Э.В. Тектоника западно-арктической платформы // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 9. – С. 32–47.
3. Балувев А.С., Журавлев В.А., Терехов Е.Н., Пржиялговский Е.С. Тектоника Белого моря и прилегающих территорий (Объяснительная записка к тектонической карте). – М.: ГЕОС, 2012. – 104 с.
4. Митрофанов Ф.П., Предовский А.А., Любцов В.В., Чикирев И.В. Структурная зональность прибрежной области Кольского полуострова в связи с перспективами ее нефтегазоносности // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 151–160.
5. Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н. и др. Полуостров Рыбачий (Баренцево море): новые данные о тектонике и перспективах нефтегазоносности рифейских отложений прибрежной зоны Кольского п-ва // ДАН. – 2002. – Т. 384. – № 6. – С. 795–801.
6. Строение литосферы российской части Баренц-региона / Под ред. Шарова Н.В., Митрофанова Ф.П., Вербы М.Л., Гиллена К. Петрозаводск: Кар НЦ РАН, 2005. – 318 с.
7. Медведев С.А., Медведев Ст.А., Коновалов В.А. Новые данные о геологическом строении Северной части Кольского полуострова // Отечественная геология. – 2009. – №6. – С. 60–65.
8. Попков В.И., Серебряков А.О. Нетрадиционные нефтегазовые объекты // Астрахань: Изд. дом «Астраханский университет», 2009. – 182 с.
9. Леонов М.Г. Тектоника консолидированной коры. – М.: Наука, 2008. – 457 с.

#### СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА АРКТИЧЕСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО СУПЕРБАСЕЙНА

**Беленович Т.Я.<sup>1</sup>, Кутинов Ю.Г.<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Институт экологических проблем Севера УрО РАН, г. Архангельск

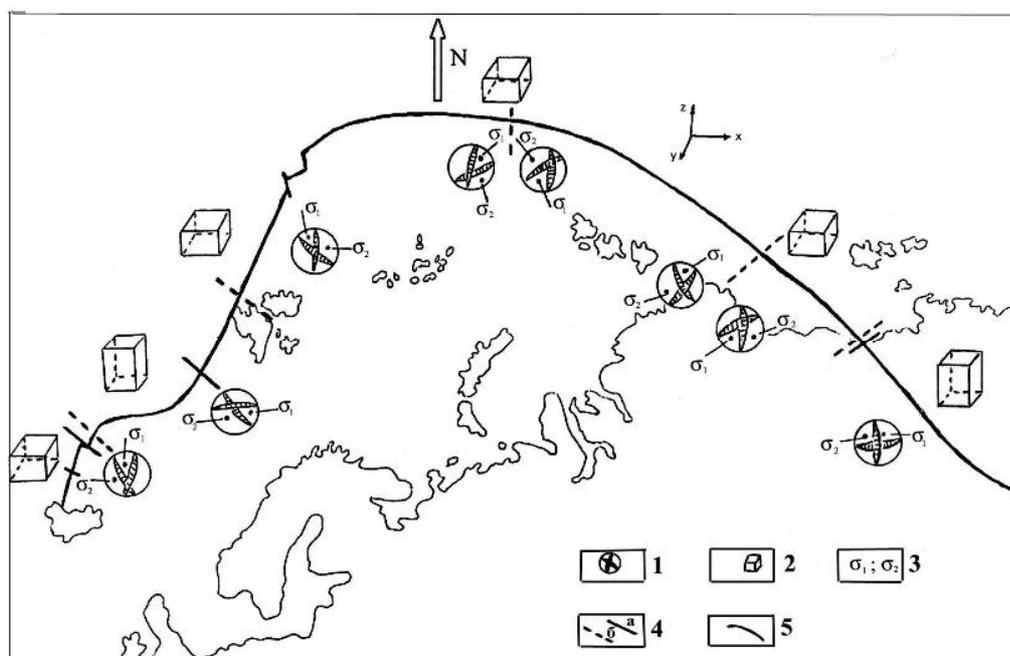
<sup>2</sup>Центр космического мониторинга Арктики Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск

Учитывая планируемое освоение месторождений шельфа арктических морей, прокладку нефтегазопроводов по дну акваторий, в т.ч. и вдоль побережья Фенно-Скандии, необходимо изучение современной геодинамической обстановки не только отдельных районов, но и всего Арктического сегмента, как структуры развивающейся

на современном этапе под действием глобальной геодинамической системы центрального типа. Для рационального освоения нефтегазового потенциала северных территорий РФ необходима разработка корректных геодинамических моделей земной коры и литосферы как основы для планирования размещения крупных инженерных сооружений. Поэтому одной из актуальных задач при проектировании и строительстве нефте- и газопроводов является учет характера и интенсивности современных движений на границах плит и блоков. Как показали исследования, континентальная часть Евразийской ветви не является пассивной структурой и характеризуется совокупностью активизированных структур земной коры, конформных границе береговой линии Северного Ледовитого океана (СЛО) [3]. Вдоль побережья севера Евразии протягивается полоса районов, испытывающих современное воздымание и являющимся достаточно высокоактивными сейсмическими областями. Пока нельзя с полной уверенностью сделать вывод о сейсмичности всех зон поднятий. Возможно, слабая сейсмичность ряда воздымающихся ныне районов или их асейсмичность обусловлены отсутствием наблюдений [3]. Но это районы будущей эксплуатации шельфовых нефтегазовых месторождений и их эксплуатация может привести к приращению интенсивности землетрясений на 2–3 балла и создавать сейсмически опасные участки в пределах в среднем безопасных районов.

В связи со сложностью познания процессов, происходящих в недрах Земли, для решения многих теоретических и практических задач геодинамики необходимо получение сведений о параметрах сейсмичности и фокальных механизмах очагов землетрясений, а на их количественной основе – сведений о напряженно-деформируемом состоянии земной коры, которое является одним из немногих непосредственных проявлений тектонической жизни любого региона.

На первом этапе исследований нами анализировались материалы в пределах Срединно-Арктического хребта (САХ), как наиболее активной структуры региона. Получены следующие выводы: а) установлено сложное напряженно-деформируемое состояние земной коры в пределах САХ (рис. 1).

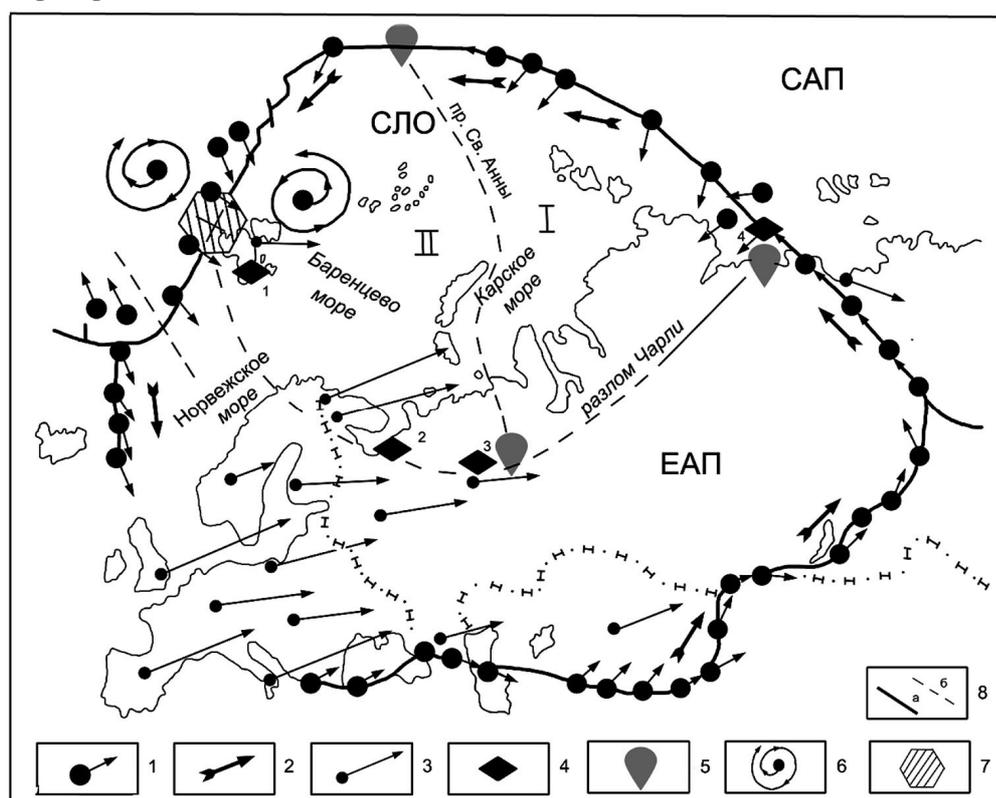


1–диаграммы плоскостей скалывания в проекции на верхнюю полусферу стереографической проекции; 2 – блок-схемы деформаций земной коры; 3 – траектории главных нормальных напряжений: растяжения  $\sigma_2$ , сжатия  $\sigma_1$ ; 4 – границы участков (блоков) с различными: а – полями напряжений, б – деформациями; 5 – простираение САХ

Рисунок 1 – Схема полей напряжений в пределах Срединно-Арктического хребта

Поля напряжений и деформаций с юга-востока на северо-запад изменяются трижды. Стабильное (устойчивое) поле напряжений установлено в пределах хребтов: Верхоянского, Книповича, Мона и Исландского. В пределах хребта Гаккеля на всем его протяжении отмечено неустойчивое поле; б) границы смены полей напряжений и деформаций на юго-востоке установлены на шельфе моря Лаптевых – на северо-западе в зоне сочленения хребтов Гаккеля и Книповича; в) результаты расчетов коэффициента Лодэ-Надаи показано, что деформация в пределах хребта Гаккеля, за счет весомого вклада наиболее сильных ( $M = 5,0 - 5,6$ ) землетрясений, имеет чисто сдвиговый характер ( $\mu_\varepsilon = 0,07 - 0,09$ ).

Затем проводился анализ современного геодинамического режима Арктического сегмента в целом. Исследования были выполнены на основе комплекса экспериментальных и расчетных методов с использованием элементов тензорного анализа и расчетных формул механики трещиноватых сред. Полученные результаты базируются на анализе сейсмичности, фокальных механизмов очагов землетрясений, направлениях векторов скольжения горных масс и данных GPS-станций. Использовалась также авторская разработка по расчету векторов скольжения горных масс, определение каждого из которых основано на использовании данных о фокальных механизмах очагов землетрясений, что позволяет получать новые представления о напряженно-деформируемом состоянии земной коры [1]. В результате была разработана комплексная схема современного геодинамического режима Арктического сегмента земной коры (рис. 2).



1 – направления векторов скольжения горных масс в очагах сильных ( $M \geq 0,5$ ) землетрясений; 2 – генерализованное направление векторов; 3 – направления векторов движения по данным сети GPS; 4 – региональные зоны, в пределах которых проявились левосдвиговые смещения; 5 – полюса вращения литосферных плит; 6 – схемы разнотипной (лево – и правосторонней) миграции в очагах слабых ( $M = 2,8 - 3,5$ ) землетрясений; 7 – зона-перемычка, разграничивающая разнотипную миграцию; 8 – граница Евроазиатской литосферной плиты (а); граница, выделенных микроплиты и суперблоков (б). ЕАП – Евроазиатская литосферная плита; САП – Северо-Американская

Рисунок 2 – Схема современного геодинамического режима Арктического сегмента

В процессе исследования получены следующие основные результаты:

а) на основе данных о фокальных механизмах очагов землетрясений и определения векторов скольжения горных масс проанализирован геодинамический режим Севера Евразии на глобальном (взаимодействие трех литосферных плит: Евроазиатской, Северо-Американской и Гренландской), региональном (Евроазиатская плита) и локальном (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) уровнях;

б) по миграции очагов землетрясений; типам подвижек и ориентации осей напряжений в пределах области сочленения, вышеотмеченных систем, выявлена зона (или перемычка), в пределах которой отмечен различный разворот блоков по разные от неё стороны (рис. 2). Таким образом, земная кора Срединно-Арктического хребта характеризуется сложным напряженно-деформируемым состоянием, которое наряду с другими геолого-геофизическими параметрами определяет современный геодинамический режим земной коры и контролирует протекающие в ней процессы;

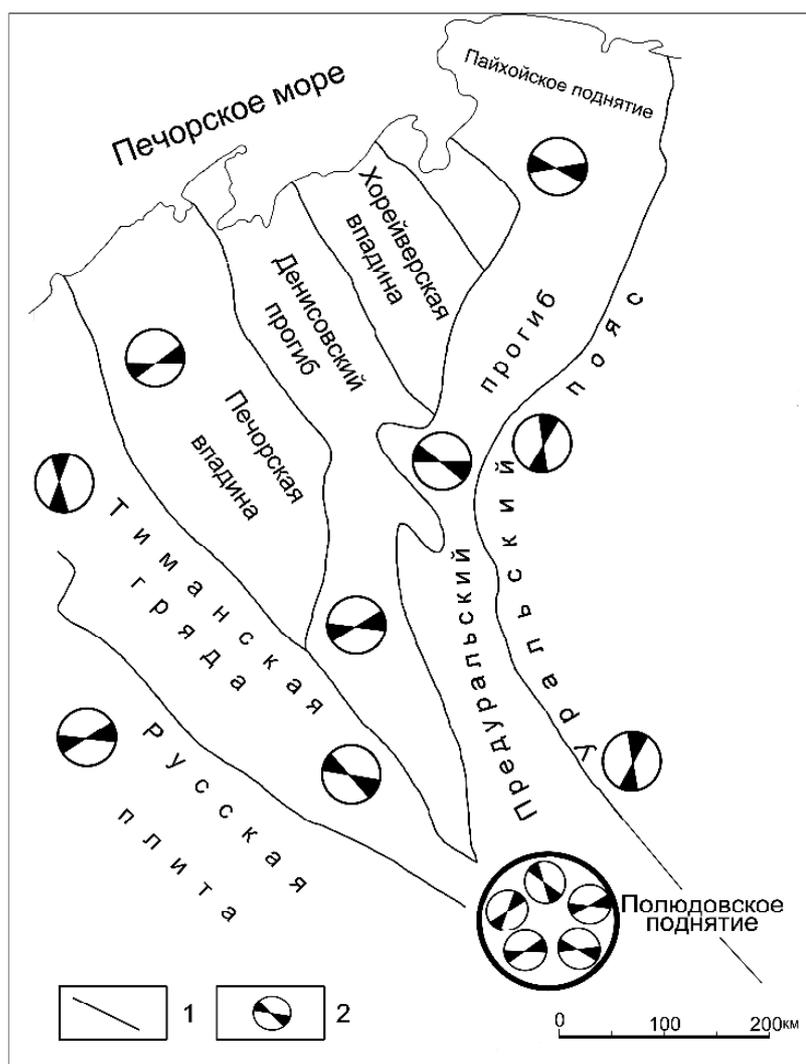
в) анализ геодинамической обстановки по трем взаимоувязанным уровням позволил выявить неустойчивость геодинамической системы в пространстве, выявить особенности проявления сейсмичности, которая определяет устойчивость крупных инженерно-технических сооружений;

г) полученная модель позволяет сделать вывод о сложном пространственном взаимодействии геодинамических процессов различных рангов, формирующем нелинейную структуру напряженно-деформированного состояния земной коры, где взаимодействие блоков реализуется в условиях стесненных вращательных движений, что необходимо учитывать при добыче и транспортировке нефти в условиях Севера, особенно при проектировании морских трубопроводов.

В пределах Евроазиатской плиты были проанализированы четыре региональные зоны, в которых также выделены левосторонние вращения [2]: район о. Шпицберген; морфоструктурный узел сочленения Беломорского геоблока и Балтийско-Мезенской трансблоковой зоны; Полюдовское поднятие; Лаптевоморский шельф (рис. 2). Из анализа материалов следует, что исследуемые зоны создают локальные (в пределах своих территорий), региональные (в пределах их объединений) и глобальные (в пределах самой Евроазиатской плиты) левосторонние вращения.

В условиях активизации деятельности по освоению месторождений нефти и газа особую актуальность приобретают вопросы геоэкологического мониторинга и прогноза ситуаций при освоении природных ресурсов. Одна из проблем заключается в выявлении устойчивых и доминирующих тенденций направленности сеймотектонических и, как следствие, изгибных деформаций и их пространственных вариаций. В качестве примера была рассмотрена Тимано-Печорская провинция (ТПП) (рис. 3).

На схеме представлены сводные розы-диаграммы направленности максимальных изгибных деформаций в ТПП, из которых отчетливо видно, что участки однонаправленного (широтного, меридионального) изгиба разделены активными глубинными разломами. Отчетливо проявляются разломы, разграничивающие Уральский пояс и Предуральский прогиб, Печорскую впадину и Тиманскую гряду, Тиманскую гряду и Русскую плиту. Особо выделяется район Полюдовского поднятия на юге ТПП, где направления максимальной главной кривизны изгиба деформаций характеризуются кольцевым разворотом на  $360^{\circ}$  от направления на север (рис. 3). Авторы предполагают, что именно Полюдовское поднятие является собственным центром вращения самой Евроазиатской литосферной плиты (рис. 2, номер 3).

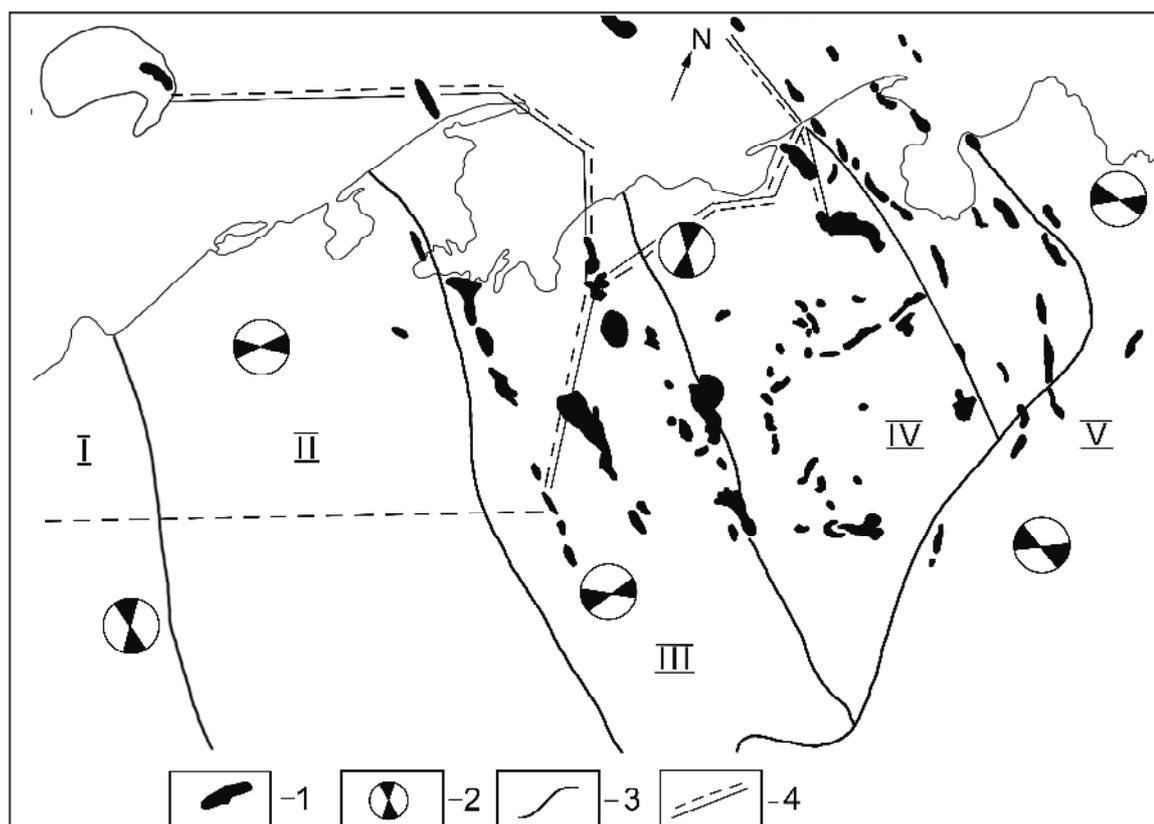


1 – тектонические границы, разделяющие блоки с различным геодинамическим типом подвижек – сдвиги, взбросы;  
 2 – сводные розы-диаграммы (залитыми участками показан их азимутальный разброс)

Рисунок 3 – Сводные розы-диаграммы (в проекции на верхнюю полусферу сетки Вульфа) направленности изгибных деформаций земной коры Тимано-Печорской провинции

В настоящее время решаются проблемы развития системы транспортировки нефти с месторождений ТПП. На рисунке 4 представлена сводная схема: расположения месторождений углеводородов, простираение тектонических границ, разделяющих блоки с различным типом геодинамических подвижек (сдвиги, взбросы, сбросы), а также розы-диаграммы направленности максимальных изгибных деформаций северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Здесь же на рисунке показаны трассы трубопроводов северного варианта вывоза нефти [4].

Из карты отчетливо видно, что трассы трубопроводов пересекают тектонически активные разломы, разделяющие блоки с различным геодинамическим режимом современной активности и напряженно-деформируемого состояния земной коры, что отчетливо проявляется в разнотипности современных максимальных изгибных деформаций. Учитывая достаточно длительный срок эксплуатации и техническое состояние существующих нефтепроводов, нуждающихся в капитальной реконструкции, наличие тектонически активных зон, можно говорить о повышенной вероятности аварийных ситуаций и, как следствие, неблагоприятных экологических последствий при дальнейшем освоении нефтяных месторождений ТПП.



1 – нефтегазовые месторождения; 2 – сводные розы-диаграммы (в проекции на верхнюю полусферу сетки Вульфа) направленности современных изгибных деформаций; 3 – тектонические границы, разделяющие блоки с различным геодинамическим типом подвижек (сдвиги, взбросы, сбросы); 4 – трассы трубопроводов северного варианта вывоза нефти. I – Тиманская гряда; II – Печорская впадина; III – Денисовский прогиб; IV – Хорейверская впадина; V – Предуральский прогиб

Рисунок 4 – Сводная схема разломно-блоковой тектоники, современных изгибных деформаций земной коры и расположения месторождений углеводородов северной части ТПП

Добыча и транспортировка нефти относится к особо опасным видам деятельности. В условиях Крайнего Севера, где природа крайне чувствительна к внешнему воздействию, а период восстановления экосистем достаточно длителен, это может привести к тяжелым и зачастую необратимым последствиям. Поэтому знание геодинамической обстановки на глобальном (взаимодействие трех литосферных плит: Евроазиатской, Северо-Американской и Гренландской), региональном (Евроазиатская плита) и локальном (ТПП) уровнях позволит выявить особенности проявления внутриплитной сейсмичности, так как именно сейсмичность определяет устойчивость крупных долговременных инженерно-технических сооружений. Величины напряженного состояния, определяющие особенности внутриплитной сейсмичности, зависят в основном от интенсивности глобальных касательных напряжений в литосфере. Даже незначительные подвижки, например, изменение угла левостороннего поворота Евроазиатской плиты, приведут к искажению существующих на данный момент региональных и локальных полей напряжений и, как следствие, к изменению структурно-вещественных неоднородностей в земной коре. Т.е. геодинамические системы неустойчивы во времени и пространстве, и прогноз их изменений необходим при проектировании крупных долговременных инженерных сооружений.

Работа выполнена при финансовой поддержке по проекту ориентированных фундаментальных исследований «Арктика» № 12-5-3-002-АРКТИКА «Геоэкологическое районирование арктических и приарктических территорий РФ для рационального

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Беленович Т.Я.* Современная геодинамика Тянь-Шаня по сейсмологическим данным // Автореф. дисс... докт. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 1992. – 39 с.
2. *Кутинов Ю.Г., Беленович Т.Я.* Геодинамический режим Арктического сегмента по сейсмологическим данным // Строение, геодинамика и минерагенические процессы в литосфере: Матер. XI межд. научн. конфер. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2005. – С. 206–208.
3. *Кутинов Ю.Г.* Экогеодинамика Арктического сегмента земной коры. Екатеринбург: УрО РАН, 2005. – 388 с.
4. *Юдахин Ф.Н., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б.* // Экологические проблемы освоения нефтяных месторождений севера Тимано-Печорской провинции. Екатеринбург, 2002. – 313 с.

**СЕКЦИЯ 2  
ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ И  
ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

---

---

**SESSION 2  
TECHNOLOGIES OF EXPLORATION AND  
DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES ON THE  
ARCTIC SHELF**

---

---

## **НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ (ОТ ПЕРВОЙ КАРТЫ ПЕРСПЕКТИВ ДО ШИРОКОГО ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР)**

*Каминский В.Д., Супруненко О.И., Сулова В.В.*

ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», г. Санкт-Петербург

В докладе о нефтегазоносности арктического шельфа Российской Федерации невозможно обойтись без упоминания ныне почти забытой геологическим сообществом «Карты перспектив нефтегазоносности Советского Севера» масштаба 1:5 000 000, подготовленной в Научно-исследовательском институте геологии Арктики (НИИГА – ныне ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга) специалистами отдела горючих полезных ископаемых под руководством зав. отделом И.С. Грамберга в 1969 году. На ней впервые, наряду с приморскими территориями, был выполнен прогноз нефтегазоносности арктического шельфа. Много лет спустя в одном интервью Игорь Сергеевич вспоминал: «... Главный смысл был в том, что мы изучали всю арктическую прибрежную зону ...и когда встал вопрос, а что же там (на шельфе), у нас уже был достаточный материал, в том числе, были сведения по островам. И мы могли, опираясь на геофизические исследования, которые были проведены со льда и с воздуха, используя наблюдения на прилегающей суше, составить представление, а что же такое шельф... Прогнозную карту мы с коллегами составили в 69-м. А в 70-м вместе с пояснительной запиской направили в министерство... И министр, им тогда был академик Сидоренко Александр Васильевич, пригласил к себе, попросил составить уточненную карту... Почему и было решено создать объединение и поручить нам заняться этим серьезно. Организовать экспедиции, обзавестись флотом, создать базу в Мурманске, начать строительство» [1].

Решению о создании на базе НИИГА Северного научно-производственного объединения «Севморгео» предшествовало выполнение первой количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа СССР по состоянию изученности на 01.01.1971 г. Оценку ресурсов арктического шельфа под руководством И.С. Грамберга и В.Н. Соколова выполняли специалисты НИИГА. Результаты этой оценки показали, что более 70 % общих ресурсов нефти и газа шельфа СССР приурочено к недрам арктических морей, а в их числе наиболее богатыми являются Баренцево и Карское моря. Результаты количественной оценки показали, что Советский Союз обладает значительным потенциалом ресурсов углеводородов на принадлежащем ему шельфе, который может обеспечить существенный прирост добычи на перспективу до 2000 года и в следующем столетии.

Итоги прогноза на 01.01.1971 г. явились основанием для начала планомерных морских геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР, которые до 1978 года выполнялись Мингео СССР, в основном, сотрудниками специально созданных для этого научно-производственных объединений «Севморгео» и «Южморгео».

Помимо морских работ, силами Арктической нефтегазоразведочной экспедиции (АНГРЭ) было выполнено бурение ряда опорно-параметрических скважин на архипелагах Шпицберген и Земля Франца-Иосифа, о. Колгуев, о. Белый, о. Свердруп. Результаты обработки материалов бурения, осуществленной специалистами НИИГА – ВНИИОкеангеологии, позволили создать надежную основу для геологического истолкования геофизических данных по западно-арктическому шельфу и более обоснованно выполнять очередные количественные оценки перспектив нефтегазоносности отечественных арктических морей на 01.01.1978 г., 01.01.1983 г., 01.01.1988 г. и 01.01.1993 г.

В 1978 г. морские ГРП на нефть и газ перешли в ведение Мингазпрома, где было создано специальное управление Главморнефтегаз. С 1979 года основной объем поисковых сейсмических исследований на арктических акваториях стал выполняться

трестом «Севморнефтегеофизика» НПО «Союзморгео». В 1981 году трест «Арктикнефтегазразведка» начал поисковое бурение на акватории Баренцева моря, а с 1987 года и на акватории Карского моря.

В 1980 – 1990 гг. на континентальном шельфе СССР ежегодно обрабатывалось 80 тыс. пог. км сейсморазведки, подготавливалось к бурению 10 структур, бурилось более 75 тыс. пог. м поисковых скважин, открывалось не менее 3 месторождений нефти и газа. За этот период в Баренцевом (с Печорским) море было обработано более 250 тыс. пог. км региональной и поисковой сейсморазведки, подготовлено к бурению 17 и введено в бурение 16 структур, пробурено на поиски месторождений и залежей 98,5 тыс. пог. м, открыто 7 месторождений нефти и газа. В Карском море объемы сейсморазведки за 1980 – 1990 гг. составили более 80 тыс. пог. км, было подготовлено к бурению и введено в бурение 2 структуры, открыты месторождения Русановское и Ленинградское, объем бурения составил 9,88 тыс. пог. м (4 скважины).

1980-е – начало 1990-х гг. стали годами открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа в Баренцевом, Печорском и Карском морях. В 1982 году на о. Колгуев Арктической НГРЭ было открыто газонефтяное Песчаноозерское месторождение. Далее последовали открытия месторождений углеводородов на акватории Баренцева и Карского морей в результате поискового бурения, осуществлявшегося трестом «Арктикморнефтегазразведка». В 1984 году было открыто Мурманское газовое месторождение, в 1985 – Северо-Кильдинское газовое и Поморское газоконденсатное, в 1986 – Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное, в 1988 – Штокмановское газоконденсатное, в 1989 – Приразломное нефтяное и Русановское газоконденсатное, в 1990 – Лудловское газовое и Ленинградское газоконденсатное. Впечатляющими оказались и удельные приросты запасов на 1 м проходки, составившие в 1985 – 1990 гг. в Баренцевом море 12984 т н.э., а в Карском – 23460 т н.э.

К 1992 году, когда было открыто Ледовое месторождение, уже было очевидно, что Западно-Арктический шельф является крупнейшей нефтегазоносной акваторией, в углеводородном потенциале которой важная роль принадлежит месторождениям, уникальным по своим запасам – Штокмановскому и Ледовому в Баренцевском море, Русановскому и Ленинградскому – в Карском.

В 1992 году распоряжением Правительства РФ (№656-р от 06.04.1992 г.) было создано акционерное общество по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа (АО «Росшельф»), и указом Президента РФ № 1517 от 30 ноября 1992 г. АО «Росшельф» было предоставлено исключительное право на разработку Штокмановского газоконденсатного и Приразломного нефтяного месторождений. В 1993 – 1994 гг. на этих месторождениях было пробурено по одной разведочной скважине, что позволило увеличить их извлекаемые запасы кат. С<sub>1</sub> соответственно до 2,9 трлн. м<sup>3</sup> газа и 27 млн. т нефти.

Следующим заметным событием для арктического шельфа стало создание в 1994 – 1995 гг. «Концепции изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Баренцевоморской провинции». В ее подготовке участвовали: ВНИИОкеангеология (головная организация), ВМНПО «Союзморгео» (Мурманск), ПО «Арктикморнефтегазразведка», трест «Севморнефтегеофизика», ГП «МАГЭ» (все – г. Мурманск) и ГП «Севморгео» (г. Санкт-Петербург). Концепция стала первым в отечественной геологоразведочной практике документом, основанным на принципе свободного привлечения, наряду с государственными недропользователями, широкого круга негосударственных инвесторов, в том числе, зарубежных. На открытые конкурсы в Концепции было предложено 11 участков, разбитых на 4 раунда. Кроме того, для отечественных недропользователей (в первую очередь – государственных) предлагалась площадь на юго-востоке Печорского моря, включающая участки Варандей-Медынский, Южно- и Северо-Долгинские, Алексеевский, Полярный, Северо-Гуляевский. Вторая резервная площадь включала

Лудловский и Лунинский блоки.

Первый лицензионный конкурс «Баренц-1» состоялся в 1999 г. в г. Геленджик на базе «Южморгео» и не вызвал большого ажиотажа. Победитель конкурса – ГУП «Арктиморнефтегазразведка» – получил лицензии на проведение работ на Поморском, Колоколморском и Варандей-Медынском участке. Тем не менее, «процесс пошел», и к 2000 г. на шельфах Баренцева и Карского морей было выдано уже 15 лицензий на проведение работ.

Мало-помалу, морские геологоразведочные работы на континентальном шельфе, в том числе в Российской Арктике, начали приобретать планомерный характер.

Начиная с 2003 года, объем финансирования за счет средств федерального бюджета на проведение региональных ГРП на арктическом шельфе России непрерывно возрастал, составив в 2007 году в общей сложности 1,23 млрд. руб. С 2006 года эти работы выполнялись в соответствии с проектом «Программы регионального геологического изучения нефтегазоносности и недропользования на континентальном шельфе Российской Федерации до 2020 г.», подготовленным морскими организациями Роснедр под руководством ФГУП «ВНИИОкеангеология» и регулярно актуализируемым. В итоге к настоящему времени на всем арктическом шельфе России площадью около 4 млн. км<sup>2</sup> отработано всего 693.18 тыс пог. км сейсморазведки МОВ ОГТ и пробурено 86 глубоких скважин. При этом основные объемы сейсморазведки (618,22 тыс. пог. км) и весь объем бурения приходятся на западно-арктические моря – Баренцево и Печорское, где средняя плотность сейсморазведки достигает 0,48 пог. км/км<sup>2</sup>, и Карское со средней плотностью 0,21 пог. км/км<sup>2</sup>. Напротив, в восточно-арктических морях (Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском) средняя плотность сейсморазведки на порядок ниже – соответственно 0,07, 0,03 и 0,06 пог. км/км<sup>2</sup>. Следует также учитывать, что в Карском море основные объемы бурения выполнены в губах и заливах, тогда как собственно морских скважин всего 4 (месторождения Русановское и Ленинградское).

Завершенная в 2012 году количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата территории и континентального шельфа России по состоянию геолого-геофизической изученности на 01.01.2009 г. однозначно подтвердила высокие перспективы нефтегазоносности континентального шельфа страны.

Подтверждено резкое преобладание свободного газа в НСР УВ арктического континентального шельфа (более 80 %). По состоянию изученности на 01.01.2009 года в недрах морей Российской Арктики содержится около 80 % ресурсов нефти и конденсата и около 90 % ресурсов газа всего континентального шельфа страны. Однако отсутствие параметрического бурения на огромных площадях арктического шельфа за пределами южных областей Баренцева (с Печорским) и Карского морей делает все выполненные оценки НСР УВ, включая новейшую, недостаточно обоснованными.

Начавшись 15 марта 1993 года с выдачи добычных лицензий (НЭ) на Штокмановское и Приразломное месторождения, лицензионный процесс (в виде оформленных лицензий или поданных заявок) охватил в настоящее время практически весь арктический шельф. При этом, согласно внесенным в закон «О недрах» в 2008 г. поправкам, правом на поисково-разведочные и добычные работы на арктическом шельфе обладают лишь две государственные компании – ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть».

По состоянию на **февраль 2013 г.** на арктических морях России действуют **39** лицензий на углеводородное сырье, принадлежащие **11** недропользователям. Из них НЭ – **9**, НР – **18**, НП – **12**. На **30** участках (лицензии НЭ, НР, НП) работы ведутся за счет средств недропользователей (6 недропользователей), на **9** поисковых участках работы ведутся *пятью* недропользователями на основании государственных контрактов.

Кроме собственно морских лицензий, в территориальном море и внутренних

морских водах Российской Арктики действуют еще **17** транзитных (суша-шельф) лицензий, выданных органами субъектов федерации и предоставляющих право на разведку и разработку месторождений, пересекающих береговую линию. В том числе **5** лицензий - на побережье Печорского моря, **12** – в губах и заливах Карского моря.

Весьма показательно, что если основные затраты федерального бюджета в **2003–2012** гг. приходились именно на арктические акватории, то у недропользователей значительная часть затрат была вложена в дальневосточные проекты.

Поэтому не случайно, что из **9** морских и прибрежно-морских (транзитных) месторождений нефти и газа, находившихся в разработке в 2012 году, на арктические акватории пришлось лишь одно Юрхаровское месторождение в Тазовской губе Карского моря, разрабатываемое скважинами с прибрежной суши. Однако из числа собственно морских месторождений, открытых на арктическом шельфе преимущественно в 80-е – начале 90-х годов прошлого столетия, не разрабатывается ни одно.

В целом, существующие темпы изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России как главной составляющей углеводородного потенциала всего континентального шельфа страны пока представляются явно недостаточными для достижения значимых объемов добычи, по крайней мере, в ближайшей перспективе.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Лазуркин Д.В.* Первая карта и первый прогноз нефтегазоносности арктических акваторий России. – Игорь Сергеевич Грамберг – ученый и человек. Спб.: ВНИИОкеангеология, 2004, – С. 528–533.

### **ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕФТЕТРАНСПОРТНЫХ СООРУЖЕНИЙ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ**

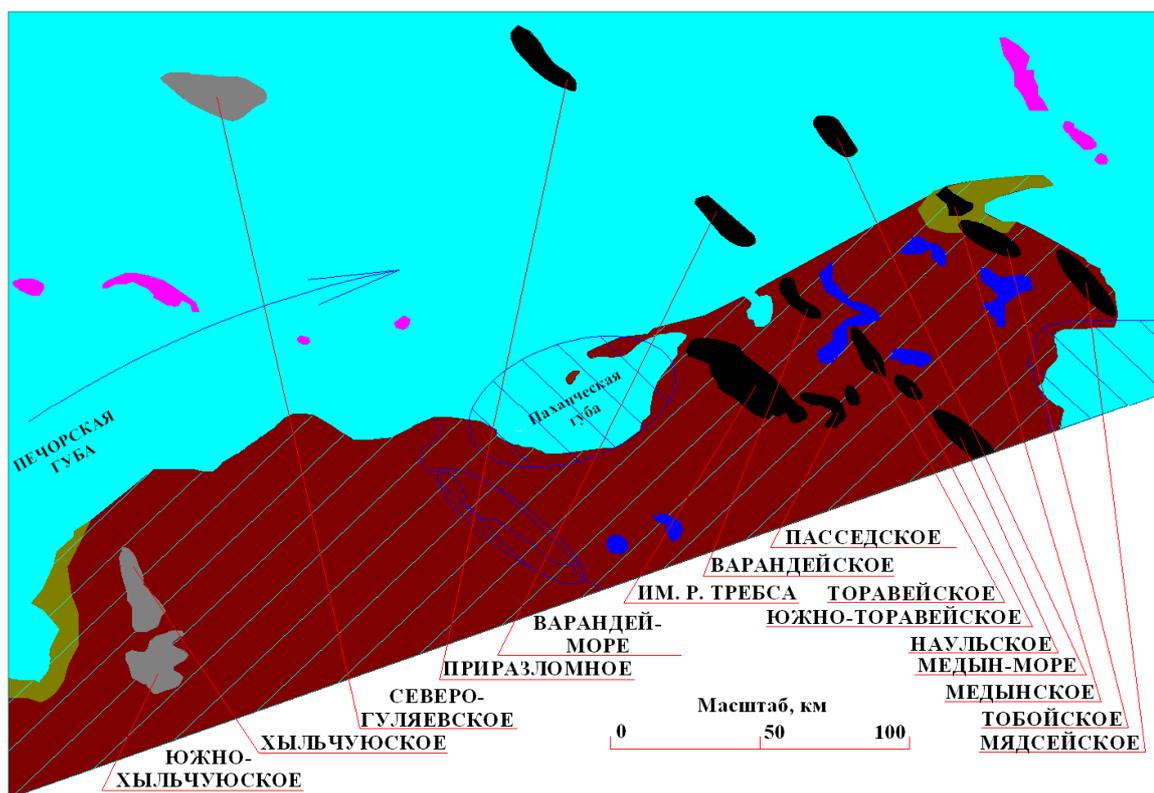
*Губайдуллин М.Г.<sup>1</sup>, Бурков Д.В.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Институт нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск

<sup>2</sup>ОАО «Варандейский нефтяной терминал», г. Нарьян-Мар

В прибрежной зоне севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции находится целый ряд достаточно крупных месторождений (рис.1). Определяющим фактором обеспечения уровня добычи нефти в этом регионе является наличие соответствующей транспортной инфраструктуры.

Ввод в 2008 г. нефтяной компанией ЛУКОЙЛ в эксплуатацию Варандейского нефтеотгрузочного терминала (ВНОТ) стал основой реального и стабильного функционирования системы вывоза нефти с прибрежных месторождений Ненецкого автономного округа северным морским маршрутом. Экстремальные условия эксплуатации ВНОТ (многолетнемерзлые породы, низкие температуры, интенсивные и протяженные во времени паводковые явления) вызывают ряд осложнений, влияющих на устойчивость и безопасность эксплуатации инженерных сооружений.

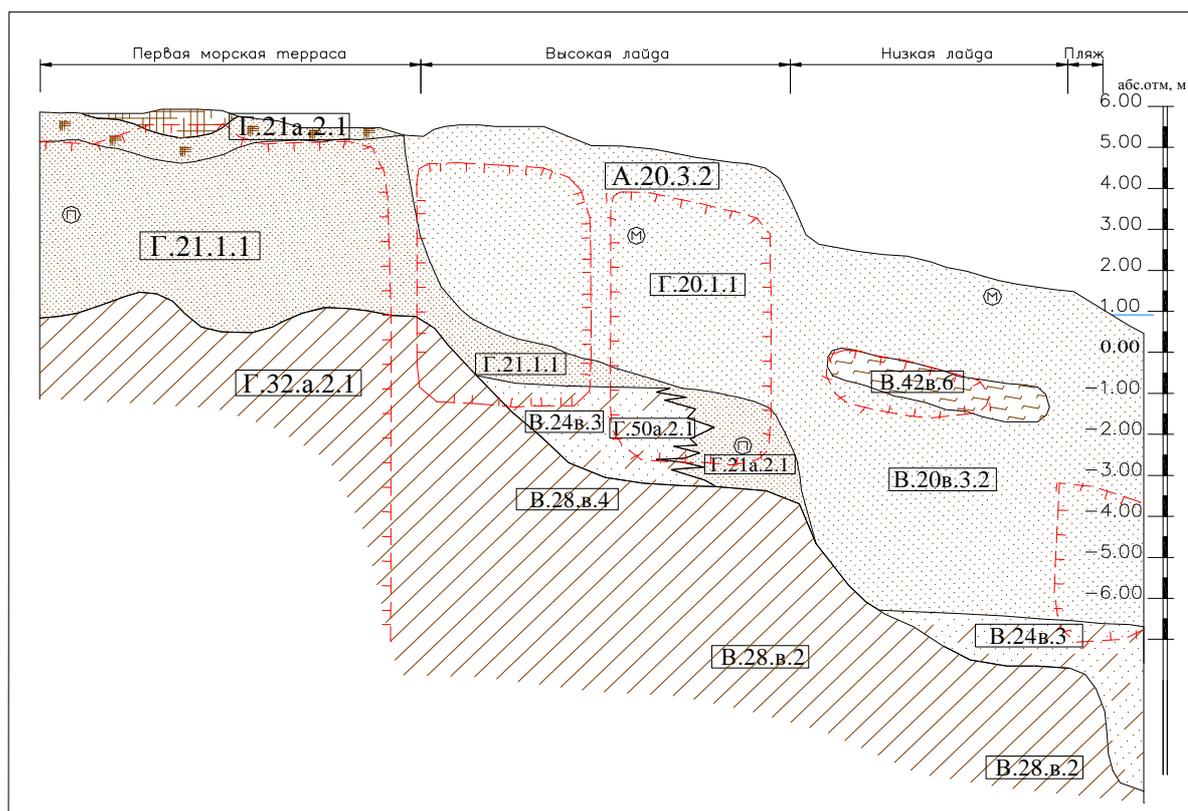


- Условные обозначения**
- Месторождения:** ● - нефтяные      ● - нефтегазоконденсатные
- Особо охраняемые природные территории:** ● - морская территория заповедника «Ненецкий»
- Водоохранные зоны:** ~ - реки      ● - озера      ▨ - территории водно-болотных угодий
- Ландшафтная дифференциация:** ● - тундра      ● - болотные угодья
- Распространение многолетнемерзлых пород:** ▨ - районы сплошного распространения
- Течения:** ~ - Печорское

Рисунок 1 – Месторождения углеводородов прибрежно-шельфовой зоны юго-восточной части Баренцева моря

Площадка берегового резервуарного парка (БРП) ВНОТ расположена в северной зоне тундры с отметками естественной поверхности от 1,4 до 5,0 м. Здесь выделяются четыре геолого-морфологических уровня с различным строением грунтовой толщи: морской пляж, низкая лайда, высокая лайда и первая морская терраса (рис. 2, табл. 1). Верхняя часть разреза пляжа сложена мелкими песками. Мощность горизонта составляет 4 – 5 м. Грунты до глубины 3 – 11 м находятся в твердо- и пластично-мерзлом состоянии. Далее залегают охлажденные (в талом состоянии) засоленные грунты со степенью засоленности от 0,09 % до 1,03 %. В основании разреза залегает толща суглинков. Температура ММП на морской террасе изменяется в диапазоне от -0,5 до -3°C.

Формирование сезонно-талого слоя (СТС) и сезонно-мерзлого слоя (СМС) соответственно приурочено к участкам распространения мерзлых толщ сливающегося и не сливающегося типов. Глубина сезонного оттаивания или промерзания пород формируется под влиянием теплообмена на поверхности почвы, и зависит от их состава и влажности, высоты снежного покрова, характера растительности, рельефа местности.



Литологический состав грунтов: 1 – пески мелкие с галькой и гравием, 2 – пески мелкие, 3 – пески пылеватые, 4 – пески с прослоями супеси и суглинка, 5 – суглинки, 6 – супеси, 7 – торф, 8 – илы. Границы грунтов: 9 – многолетнемерзлые, 10 – сезонно-мерзлые, 11 – охлажденные)

Рисунок 2 – Обобщенный разрез грунтовой толщи в районе БРП ВНОТ  
толща суглинков. Температура ММП на морской террасе  
изменяется в диапазоне от  $-0,5$  до  $-3^{\circ}\text{C}$

Сезонно-талый слой характерен для всех форм рельефа. Минимальная глубина протаивания ( $0,7 - 1,3$  м) наблюдается на плоской и гривистой лайде сложенной с поверхности торфом, несколько большая мощность СТС ( $0,8 - 1,6$  м) формируется на участках плоской лайды, сложенной с поверхности суглинком. Величины протаивания  $1,3 - 1,7$  м отмечаются на гривистой лайде и пляже сложенных песками. Максимальное протаивание мощностью до  $2,0$  м наблюдается на относительно дренированных участках водораздельных поверхностей, сложенных песками.

Сезонно-мерзлый слой приурочен к участкам развития надмерзлотных таликов гривистой лайды и пляжа. Мощность слоя промерзания изменяется от  $1,0$  до  $2,5$  м при среднем значении  $1,5 - 2,0$  м и зависит от гидрогеологических условий местности. Мощность СТС, превышающая  $2,0$  м, свидетельствует о новообразовании ММП.

Мощность яруса годовых теплооборотов (ЯГТО) составляет  $9 - 10$  м. Среднегодовая температура ММП на подошве ЯГТО изменяется от минус  $0,5$  до минус  $2,0^{\circ}\text{C}$ , талых пород – ( $0 - \text{плюс } 1,0$ )  $^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 1 – Типы и физико-механические свойства грунтов [1]

| Геолого-геоморфологический уровень | ИГЭ*       | Наименование грунта   | Состояние грунта | Влажность, % | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Коэфф. пористости |
|------------------------------------|------------|---|------------------|--------------|------------------------------|-------------------|
| Низкая лайда – пляж                | В.20.в.3.2 | Песок мелкий, сильнозасоленный, насыщенный водой, средней плотности | Охлажд.          | 19,0         | 2,10                         | 0,50              |
|                                    | В.24.в.3   | Супесь охлажденная, сильнозасоленная, текучая                       | Охлажд.          | 23,2         | 2,02                         | 0,61              |
|                                    | В.28.в.2   | Суглинки охлажденные, сильнозасоленные, полутвердые                 | Охлажд.          | 19,5         | 2,10                         | 0,52              |
| Высокая лайда                      | А.20.3.2   | Песок мелкий, насыщенный водой, средней плотности                   | Талое            | 17,5         | 2,04                         | 0,52              |
|                                    | В.21.в.3   | Песок пылеватый сильнозасоленный, насыщенный водой                  | Охлажд.          | 22,1         | 2,02                         | 0,60              |
|                                    | В.28.в.4   | Суглинок охлажденный, сильнозасоленный                              | Охлажд.          | 22,4         | 2,06                         | 0,56              |
|                                    | В.42.в.6   | Ил суглинистый, сильнозасоленный, слабозаторфованный                | Талое            | 28,0         | 1,95                         | 0,75              |
|                                    | Г.20.1.1   | Пески твердомерзлые, слабльдистые                                   | Талое            | 21,0         | 2,05                         | 0,56              |
|                                    | Г.50.а.2.1 | Супесь слабозасоленная, пластично-мерзлая, слабльдистая             | Охлажд.          | 22,5         | 1,97                         | 0,64              |
| Первая морская терраса             | Г.21.1.1   | Песок пластично-мерзлый, слабльдистый                               | Талое            | 18,7         | 1,95                         | 0,61              |
|                                    | Г.21.а.2.1 | Песок слабозасоленный, пластично-мерзлый, слабльдистый              | Охлажд.          | 24,3         | 2,00                         | 0,64              |
|                                    | Г.32.а.2.1 | Суглинок тяжелый, слабозасоленный, пластично-мерзлый, слабльдистый  | Охлажд.          | 20,2         | 2,05                         | 0,57              |

Примечание. \* – Индексация инженерно-геологических элементов

С целью защиты покровных отложений верхних террас, берегов арктических морей от ветровой, водной эрозии предлагается новый способ защиты морских террас [2]. В данном способе отверждение грунтов осуществляют на мозаично расположенных участках покровных отложений. При этом участки дополнительно закрепляют к подстилающим грунтам полыми термоокисленными анкерами, и размещают в их полостях биологически приемлемые для рекультивации вещества (рис. 3). Предлагаемое решение позволяет исключать применение дорогостоящих дорожно-строительных материалов.

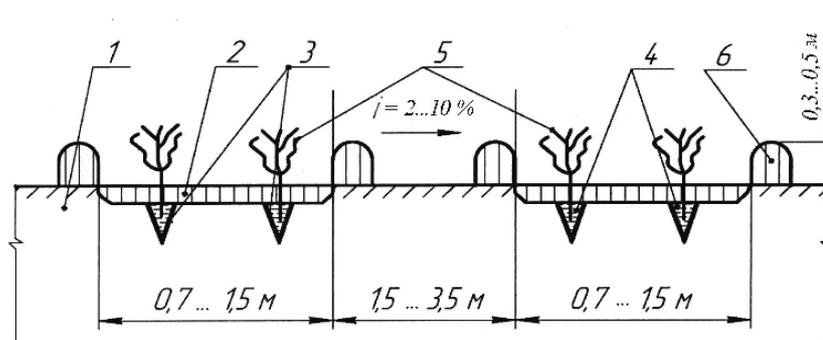
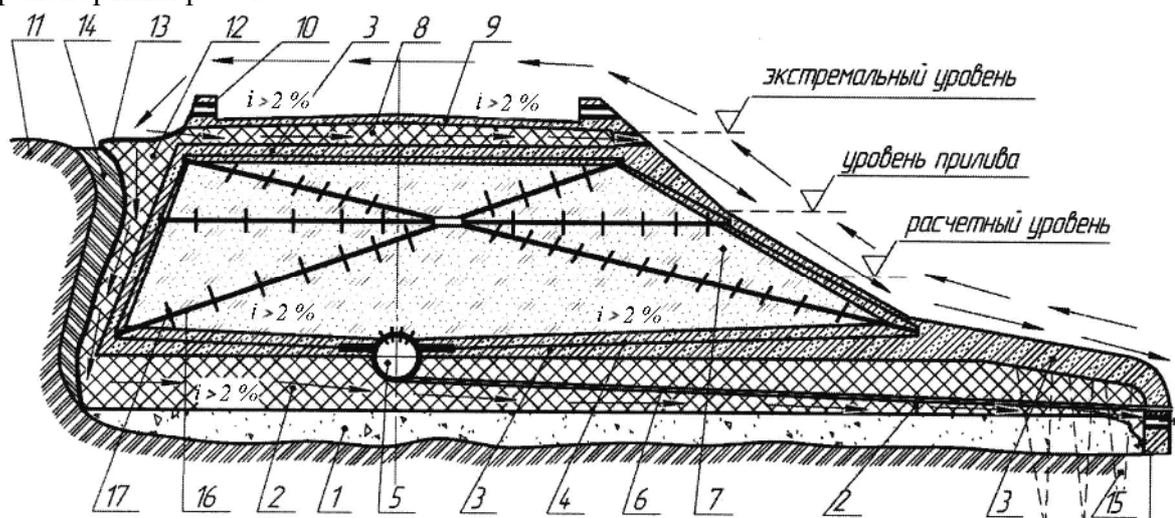


Рисунок 3 – Способ защиты морских террас от ветровой и морской эрозии

Для защиты береговой линии от воздействия штормовых явлений и ледовых подвижек также существуют различные технические способы [3, 4]. Специалистами САФУ предлагается решение [5], основная идея которого заключается в том, что в летние штормовые периоды морская вода, достигая верхней точки приурезового откоса, проходя через дренирующие слои искусственного щебня и резко теряя свою разрушительную энергию, сбрасывается обратно в море (рис. 4).

При весенних подвижках ледяных полей на дамбу происходит перемещение льдин по пологому склону приурезового откоса к верхней части сооружения и аккумуляция льда на верхних террасах побережья. В начале летнего периода происходит таяние льда и сброс воды в море. Предлагаемое решение имеет следующие преимущества: строительство, эксплуатация дамб могут осуществляться при резких колебаниях уровня вод в береговых откосах и водоёмах; упрочнение тела дамбы обоймой из грунтовой смеси, сетками, «жесткой» стержневой арматурой позволяет при штормовых, ледовых воздействиях на сооружение обеспечить надёжность его эксплуатации на побережьях арктических морей; наличие в нижней части изолирующей обоймы водосборного коллектора и водосбросных труб позволяет поддерживать в теле грунтовой насыпи постоянный влажностный режим и обеспечить прочностные и деформационные свойства дамбы; решение позволяет исключить применение дорогостоящих дорожно-строительных материалов, а также на 30–40 % снизить объёмы земляных, транспортных работ.



- 1 – отсыпка песчаного основания; 2 – слой искусственного щебня; 3 – нижняя часть обоймы; 4 – сетка; 5 – водоприемный коллектор; 6 – водосточные трубы; 7 – грунтовая насыпь; 8 – искусственный щебень; 9 – рабочее покрытие дороги; 10 – бордюры с отверстиями для пропуска атмосферных осадков; 11 – берег; 12 – слой искусственного щебня; 13 – фильтрующая ткань; 14 – местный грунт; 15 – анкеры; 16 – стержневая арматура; 17 – анкерные пластины

Рисунок 4 – Поперечный разрез гидротехнической дамбы

Эти технические решения в совокупности позволят в значительной мере обеспечить надежность и безопасную эксплуатацию сооружений, расположенных в прибрежных зонах арктических морей.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурков Д.В. Обеспечение безопасности прибрежно-морского нефтеотгрузочного комплекса в условиях Крайнего Севера на основе геокриологического мониторинга» (на примере Варандейского терминала): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - Уфа, 2012. – 25 с.
2. Губайдуллин М.Г., Конюхов А.В., Калашиников А.В., Амбаров В.В., Конюхов Д.А. Способ защиты морских террас, береговых откосов от ветровой и водной эрозии. Патент на изобретение № 2460845 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 10.09.2012 г.
3. Железняков Г.В., Ибад-заде Ю.А., Иванов П.Л., Недриги В.П. Гидротехнические сооружения. – М.: Стройиздат, 1983. – 543 с.
4. Болдырев В.Л., Гречищев Е.К., Рыбак О.Л. и др. Основы берегозащиты Калининградского побережья Балтики. - Балтика, 1982. – Т.7. – С. 187–194.
5. Губайдуллин М.Г., Конюхов А.В., Амбаров В.В., Конюхов Д.А. Способ строительства защитной дамбы на побережье Арктического моря. Патент на изобретение № 2453653 Федеральной службы по интеллектуальной собственности РФ от 20.06.2012 г.

#### COASTAL GEOTECHNICAL INVESTIGATIONS FOR ARCTIC OFFSHORE DEVELOPMENT IN THE PECHORA SEA

*Sinitsyn A.*

Arctic Technology Dep., The University Centre in Svalbard

The Pechora sector of the Barents Sea is one of the key areas for hydrocarbons production in the Arctic region. Coastal zones of Pechora Sea presented by permanently frozen soils both on onshore from Belush'e (Tsytovitch, 1973), and in offshore zones in the Pechora Sea from Varandey area and further east. The Arctic offshore development includes a number of components, among which offshore structures, submarine pipelines, crossings of pipeline in the transition zone between sea and coast, and port facilities play a key role. Knowledge on soils behaviours and processes in soils are needed for design of Arctic offshore structures. One of two main innovative areas in the SAMCoT project is *Technology for Arctic Coastal Development*. Both climate change and man-made interactions with Arctic coastal areas can affect the temperature regime within permafrost soils, resulting in both increased erosion and instability, this influencing coast lines, estuaries and man-made infrastructures. One of the goals of the SAMCoT project is to collect and analyse field data on coastal permafrost. Research on permafrost in the SAMCoT project is performed on three research sites, situated in Svalbard, Varandey and Baydara Bay. Studies of erosion processes are carried out remotely (analysis of satellite images), and by field investigations. Geotechnical investigations conducted in the Varandey area in the summer of 2012 by cooperation of UNIS (one of the SAMCoT partners) and the State Oceanographic Institute (SOI), Moscow will be highlighted in this presentation.

An expedition took place in June – July of 2012. The goal of the expedition was to continue annual investigations which have been performing in this area since the 1980ies, and to include new types of investigations. Field data are needed for description and analysis of erosion in processes in the coastal zone of the Varandey area.

Field works were carried out in three areas – Pesyakov Island, Varandey Island, and Medinsky Zavorot Peninsula. Investigations included the following works:

- topographical survey on profile situated in the coastal zone on 77 km of shore line (47 profiles);
- survey on geomorphological structure in Pesyakov Island – drilling works: 11 bore holes were drilled up to 10 m depth, soil samples were collected for further laboratory analysis, thermo-logging equipment were installed in bore holes, detailed topographical survey was performed around polygon with boreholes.

Results of the performed geotechnical investigations will present basis for modelling of erosion processes in the Varandey area. Models, utilizing field data will be used for prediction of erosion processes in coasts of the Pechora Sea, and can used to some extend in other locations in the Arctic.

## **ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОАО «ЦЕНТР СУДОРЕМОНТА «ЗВЁЗДОЧКА» В РАЗВИТИИ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

***Никитин В.С.***

ОАО «Центр судоремонта «Звёздочка», г. Северодвинск

Арктика – особый регион Российской Федерации с точки зрения экономики. В настоящее время здесь уже производится более 10 % ВВП России и более 20 % объема общероссийского экспорта. В Арктике находятся перспективные запасы важных полезных ископаемых, занимающих значимую роль в перспективной структуре экономики, освоение которых напрямую связано с уровнем развития Северного морского пути как объекта арктической транспортной инфраструктуры.

В регионе расположены 90 % извлекаемых ресурсов углеводородов всего континентального шельфа Российской Федерации (из них 70 % – на шельфе Баренцева и Карского морей).

На шельфе Карского моря открыты два газоконденсатных месторождения – Русановское и Ленинградское. Кроме того, ОАО «Газпром» разведало ряд газовых месторождений в Обской и Тазовской губах.

На базе открытых месторождений в ближайшие годы должно начаться формирование новых нефтегазодобывающих центров. К 2020 году только Баренцевом море добыча должна быть доведена до 20 млн. тонн нефти и 100 млрд. куб. м газа в год.

Северодвинск находится в непосредственной близости от нефтегазовых месторождений Севера России и Северного Морского Пути, что и предопределяет освоение новых сфер производственной деятельности. В соответствии с подпрограммой «Шельф» Федеральной целевой программы «Мировой океан», предприятия судостроительного кластера Архангельской области определены в качестве подрядчиков строительства морских технических средств освоения углеводородных месторождений на континентальном шельфе Арктики – морских ледостойких нефтегазодобывающих платформ, плавучих буровых установок, сооружений, судов, обеспечивающего оборудования и других объектов.

Основу судостроительного кластера Архангельской области составляют ОАО «Производственное объединение «Севмаш», ОАО «Центр судоремонта «Звёздочка» и ОАО «СПО «Арктика». Данные предприятия являются градообразующими и формируют макроэкономическую структуру моногорода Северодвинск.

Остановимся более подробно на описании производственного потенциала, опыта и перспективах ОАО «ЦС «Звёздочка».

ОАО «Центр судоремонта «Звёздочка» – ведущая российская верфь по ремонту и модернизации кораблей ВМФ, имеющая 8 филиалов в различных регионах России. Предприятие располагает современными эллингами, гидротехническими судоподъёмными сооружениями, судовозным оборудованием, причалами, цехами,

высококвалифицированным персоналом.

Кроме основного вида деятельности – поддержания боеготовности морской составляющей ядерной триады посредством ремонта, модернизации и сервисного обслуживания кораблей ВМФ, предприятие имеет следующие производства:

- строительство морской техники для освоения нефтегазовых месторождений;
- сервисное обслуживание морской техники Арктического региона;
- производство гребных винтов, винторулевых колонок и пропульсивных комплексов;
- строительство и ремонт различных грузовых и промысловых судов;
- производство судовой мебели;
- огранка алмазов и ювелирное производство.

Для обеспечения своей экономической устойчивости, снижения себестоимости продукции, Центр судоремонта «Звездочка» активно развивает гражданское направление производства. Производственные мощности, накопленный за последние годы технологический опыт, имеющаяся подготовка специалистов указывают на широкие возможности предприятия по удовлетворению, в первую очередь, потребностей российских заказчиков, в том числе, в рамках сложных проектов по освоению российского шельфа.

Основной тенденцией развития гражданского судостроения в ближайшей перспективе является строительство новых буровых платформ, подводных нефтегазодобывающих систем и строительство плавучих атомных электростанций.

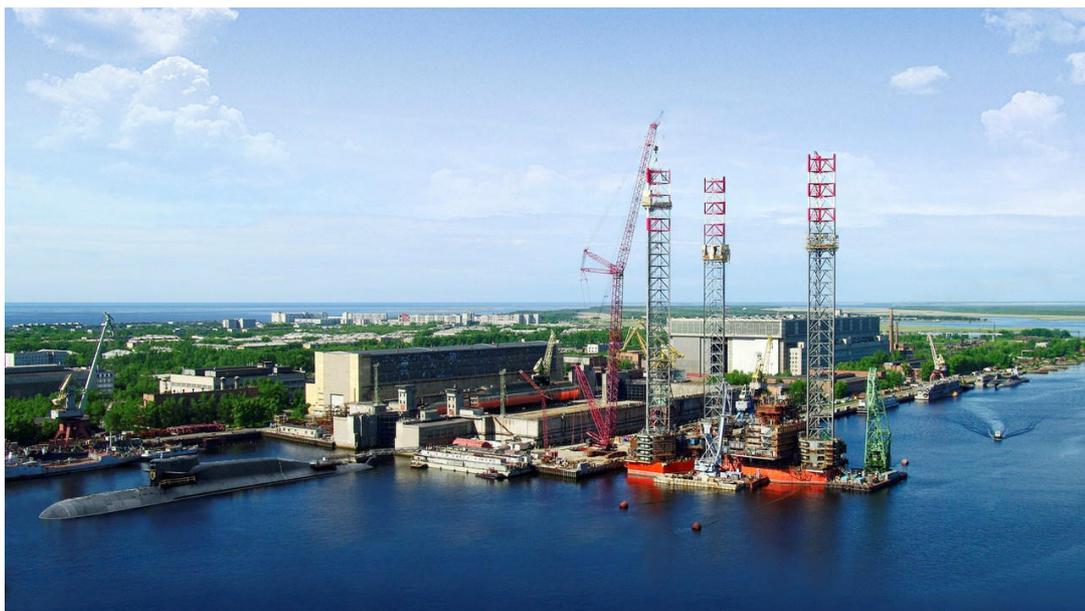


Рисунок 1 – Панорамное фото ОАО «Центр судоремонта «Звёздочка»

«Звёздочка» уже имеет серьёзный опыт участия в проектах по созданию морской техники для добычи углеводородов для российских и для зарубежных заказчиков.

Так, в 1997 г. были изготовлены стальные конструкции для самоподъемной платформы SIRI, построенной на верфи KVAERNER ROZENBERG в Норвегии. В 1998 – 1999 гг. по контракту с норвежской компанией KVAERNER OIL & GAS CIS для нефтегазовой компании STATOIL изготовлены конструкции стеллажей трубопроводов для полупогружной газодобывающей платформы Asgard-B. В 2008 г. осуществлена поставка стальных конструкций по контракту с компанией AKER KVAERNER (Норвегия) для полупогружной платформы Gjøa.

Кроме того, ОАО «ЦС «Звёздочка» имеет опыт обустройства наземных месторождений углеводородов в условиях арктического климата. В разные годы предприятие выполняло работы по контрактам с компаниями «Полярное Сияние» и

«Халибуртон-Архангельск» по обустройству и освоению Ардалинского и Харьгинского месторождений.

Наиболее масштабный для «Звёздочки» проект – это строительство самоподъемной плавучей буровой установки «Арктическая» проекта 15402М для ОАО «Газпром». СПБУ «Арктическая» – это первая оффшорная платформа такого класса, построенная в XXI веке. Это мобильная плавучая буровая установка на трёхгранных опорах с жилым модулем, вертолётной площадкой и буровым блоком. СПБУ «Арктическая» предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ на шельфе с глубиной бурения – 6500 м, глубиной моря – от 7 до 100 м, количество скважин – 12.

Реализация проекта по строительству СПБУ «Арктическая» потребовала ряда инновационных решений в сфере проектирования, машиностроения и металлообработки. Освоены технологии изготовления конструкций СПБУ из специальных хладостойких сталей высокой прочности, изготовления непрерывной зубчатой рейки механизма подъема опор СПБУ. Выполнена уникальная стыковка и сварка крупногабаритных секций платформы на плаву, впервые проведена операция по заводке в ауригеры из-под воды нижних секций опорных колонн СПБУ с башмаками, впервые в России проведен монтаж опорных колонн СПБУ высотой 139 метров у достроечной набережной специальным мобильным краном.

Логичным развитием направления по созданию морской техники явилась подготовка «Звёздочки» к изготовлению подводных добычных комплексов (ПДК) для Штокмановского газоконденсатного месторождения. Для обустройства 1 фазы Штокмановского ГКМ «Звёздочка» в кооперации с норвежской компанией «Aker Solutions» планировала строить составные части подводного добычного комплекса (темплейты, основания райзеров, манифольды).

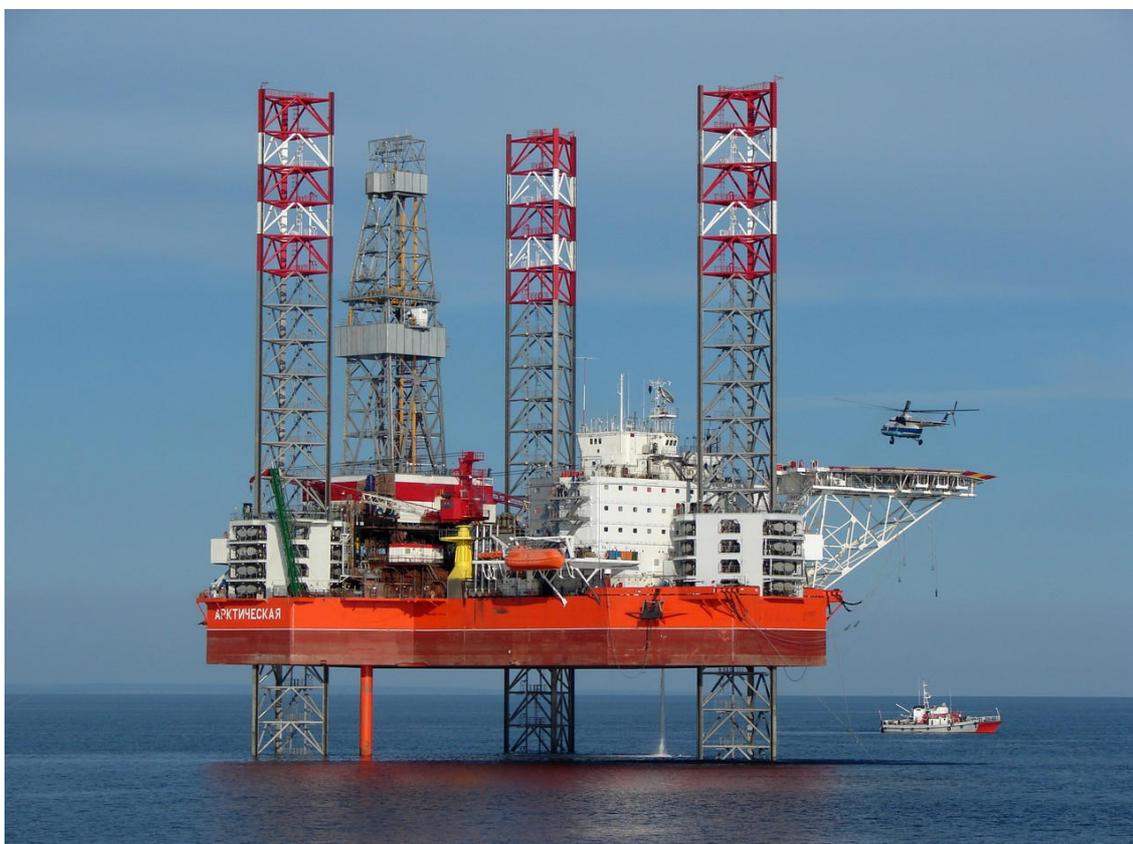


Рисунок 2 – Самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая»

Готовые изделия представляют собой крупногабаритные конструкции массой более 300 т, ранее не изготавливавшиеся в России. Темплейт – донная плита с четырьмя



Рассматриваемый проект будет первым подобным проектом России в Арктике и будет востребован в течение всего периода добычи углеводородов на данном месторождении (минимум 50 лет). Успешная его реализация сможет охватить рынок услуг по обеспечению разработки новых месторождений во всём Баренц-регионе.

Следует отметить, что неопределенность на сегодняшний день сроков начала проекта по освоению Штокмановского месторождения обусловила параллельную работу Центра судоремонта «Звездочка» по использованию имеющейся инфраструктуры филиала в качестве КБО для проектов по освоению и других арктических месторождений, в том числе «Приразломного».

Заявленные планы по совместной реализации проектов компаниями «Роснефть» и ENI в Баренцевом море, «Роснефть» и ExxonMobile в Карском море предполагают использование подводных добычных комплексов. Всё это открывает для «ЦС «Звёздочка» широкие возможности стать первым крупным и основным российским комплексным поставщиком оборудования и услуг в процессе их освоения и разработки.

Кроме строительства морской техники для освоения шельфа, «ЦС «Звёздочка» также намерен принять участие в проектах изготовления технологических модулей для заводов по сжижению природного газа в Териберке на Кольском полуострове в рамках Штокмановского проекта, а также завода СПГ на полуострове Ямал совместно с компаниями «Ямал СПГ», «СВІ» и «Новатэк». Специалистами предприятия проработаны различные варианты изготовления и поставки отдельных технологических модулей и элементов конструкций трубных эстакад для завода по сжижению природного газа.

Важной составной частью создания морской техники для освоения Арктического шельфа является строительство специальных судов: суда снабжения буровых платформ, гидрографические и лоцмейстерские суда ледового класса.

ЦС «Звездочка» осуществляет строительство серии специальных морских транспортных судов на базе проекта 20180, строительство головного судна которого было завершено в 2011 году. Судно оснащено самым современным общесудовым и специальным оборудованием. В настоящее время строится второе судно – «Академик Сергей Ковалев», заложено третье судно в серии – «Академик Александров».

С учетом имеющегося опыта по изготовлению надводных, насыщенных высокотехнологичным оборудованием судов, «Звёздочка» готова строить суда для проведения буксирных операций, заводки и подъема якорей, снабжения буровых установок, такие как пр. 22430, 22370 для снабжения СПБУ «Арктическая», пр.22380, а также другие суда обеспечения большинства имеющихся на сегодняшний день проектов.

Центр судоремонта «Звездочка» уже сейчас способен самостоятельно производить отдельные судовые компоненты и системы, не уступающие по своим характеристикам и техническому уровню лучшим зарубежным образцам. Таким образом, строящиеся на «Звёздочке» суда и корабли оснащаются движительными комплексами, также произведёнными на «Звёздочке», в рамках инвестиционного проекта создания производства пропульсивных систем, предусматривающего строительство новых производственных мощностей для выпуска ВД, ВРШ мощностью до 30 МВт, ПУ, ВРК механического и электрического типа.

На сегодняшний день только 3 зарубежные компании обладают технологиями и возможностями по разработке и производству такого оборудования. В России такими возможностями обладает только ОАО «ЦС «Звездочка». На предприятии создан Центр пропульсивных систем (ЦПС), который включает в себя уникальное Специализированное производство гребных винтов в г.Северодвинске и филиалы ЦС «Звездочка» проектное бюро «НПО «Винт» в г. Москве и Опытный завод «Вега» в г. Боровске. На сегодняшний день ЦПС в своем составе объединяет более 500 высококвалифицированных инженеров и рабочих, способных обеспечить разработку и

изготовление практически любых пропульсивных винторулевых комплексов, в том числе для арктических судов и ледоколов.

Значительный потенциал реализации имеют перспективные проекты совместного участия «ЦС «Звёздочка» и «Севмаша» по изготовлению оборудования для использования возобновляемых источников энергии, такие как изготовление ветрогенераторов различных конструкций и мощности, а также участие в изготовлении оборудования для Мезенской приливной электростанции.

ОАО «ЦС «Звёздочка» имеет в своем активе проработки возможности изготовления не только отдельных агрегатов ветрогенераторов, но и ветроагрегатов в целом, включая ветроагрегаты, способные работать в тяжелых арктических условиях. Большой объём работ был выполнен с целью проработки различных вариантов реализации строительства ветропарка мощностью до 10 МВт в районе предприятия.

Принятие решения о строительстве Мезенской приливной электростанции коренным образом повлияет на промышленное развитие Архангельской области. Это не только создание большого числа рабочих мест на длительный срок, но и загрузка предприятий Северодвинска по изготовлению элементов конструкций и механизмов электростанции. После ввода её в строй и выхода на проектную мощность будет обеспечена не только энергетическая безопасность региона, но и доступ к дешёвой электроэнергии предприятиям Архангельской области, что будет способствовать значительному повышению конкурентоспособности выпускаемой ими продукции.

Еще одним стратегическим фактором развития предприятий судостроительного кластера Архангельской области является их близость к трассе Северного морского пути. Севморпуть, как национальная транспортная коммуникация России в Арктике, имеет исключительно важное значение для обеспечения дальнейшего развития экономики северных регионов и государства в целом.

В настоящее время потенциал пропускной способности Северного морского пути, при существующем составе действующего атомного ледокольного флота, используется примерно на 30 %. По заключению специалистов в области макроэкономики, начиная с 40-х годов прошлого столетия, транспортная активность на Северном морском пути служила наиболее чутким индикатором состояния экономики государства в целом. Спад в объёмах грузоперевозок по Северному морскому пути с 6,7 млн. тонн в 1987 г. до 1,4 млн. тонн в 1998 г. подтверждает выводы специалистов. После 2000 года наметилась тенденция к увеличению объёмов морских перевозок в Арктике до 2 млн. тонн.

С 2010 года ежегодно нарастает активность проводок грузовых судов по трассе Севморпути. Если в 2010 году было выполнено 4 проводки с общим объёмом грузов 111 тыс. тонн, то уже в 2011 году – 34 проводки с более чем 820 тыс. тонн грузов, и в 2012 году – 51 проводка с объёмом груза более 1 127 тыс. тонн. Предприятия судостроительного комплекса Северодвинска имеют большой опыт гарантийного и сервисного обслуживания кораблей ВМФ, гражданских судов и буровых платформ. Этот опыт, а также выгодное географическое положение, могут быть востребованы и при обслуживании судов, работающих на Северном морском пути.

Резюмируя сказанное ранее ещё раз, остановимся на тех факторах, которые являются залогом долгосрочного развития ОАО «Центр судоремонта «Звёздочка» и остальных предприятий судостроительного кластера Архангельской области:

- наличие уникальных производственных мощностей, способных соответствовать всё возрастающим потребностям развития арктических регионов России;
- наличие высококвалифицированного персонала, а также системы непрерывной подготовки и переподготовки кадров;
- повышение интереса к разработке нефтегазовых месторождений на российском арктическом шельфе;
- увеличение товарооборота по Северному морскому пути.

## RESEARCH FOR INNOVATION TECHNOLOGIES FOR OIL SPILL RESPONSE IN THE ARCTIC. KOLARCTIC ENPI CBC CETIA PROJECT

*Sydney A.<sup>1</sup>, Bambulyak A.<sup>2</sup>, Camus L.<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup>University of Tromsø, Norway

<sup>2</sup>Akvaplan-niva, Tromsø, Norway

In response to Kolarctic ENPI CBC call, the University of Tromsø and Akvaplan-niva took an initiative on building international consortium for a project that should contribute with knowledge, innovation and expertise in addressing challenges posed by offshore developments in the sensitive marine environment of the Arctic. The 3-years project, called CETIA – Coastal Environment, Technologies and Innovation in the Arctic (CETIA) is aimed to provide an integrated approach, with dedicated work-packages on environmental science, technology and innovation, and education. CETIA is organised as a multilateral consortium of partners and associate from northern Norway, Russia and Sweden – universities, academic and applied research institutes; as well as international and national steering and advisory groups.

The project consists of 8 tasks or sub-projects organized in 3 Work Packages (WP): WP1 "Coastal Environment" with tasks " Mapping sensitivity of coastal ecosystems" and "King crab as environmental indicator"; WP2 "Technology and Innovation" with tasks " Artificial sorbents for hydrocarbons", "Algae based bioremediation", "Molecular tools bioremediation" and "Risk, operation and reliability analyses"; and WP 3 "Education" with tasks " Master courses Safety and Environment" and "Joint master program Environmental Management in the Arctic".

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ (ДЗЗ) ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

*Кутинов Ю.Г.<sup>1,2</sup>, Чистова З.Б.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Институт экологических проблем Севера УрО РАН, г. Архангельск

<sup>2</sup>Центр космического мониторинга Арктики Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск

В целом территория Арктики характеризуется развитием по периметру Северного Ледовитого океана пояса нефтегазоносности (рис. 1), и освоение ресурсов углеводородного сырья является приоритетной государственной задачей. Учитывая слабую доступность территории, неразвитую наблюдательную сеть и гидрометеорологические особенности региона, все большее значение приобретает использование данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса.

В целом задачи освоения шельфовых месторождений можно подразделить на три крупных класса: поиски и разведка месторождений углеводородов (УВ); инженерно-геологического обоснование систем транспортировки (в первую очередь трубопроводов); оценка экологического ущерба при освоении месторождений УВ. В данном сообщении не рассматриваются вопросы поиска и разведки нефтегазовых месторождений. Этой проблеме посвящено достаточно много зачастую противоречащих друг другу публикаций.



Рисунок 1 – Прогнозная карта распределения плотности ресурсов углеводородов на Арктическом шельфе (<http://www.innoedu.ru/project/pir/presentation>)

При проектировании системы транспортировки газа по подводным трубопроводам на Баренцево-Карском шельфе необходима корректная информация о физико-механических свойствах слабых осадков, температуре фазовых переходов вмещающих грунтов и придонных вод, многолетнем температурном режиме среды, об уклонах донной поверхности. При выборе участков берегового примыкания трубопроводов необходимо соблюдение следующих условий [3]: стабильность положения береговой линии; низкая активность криогенных и литодинамических процессов; минимальное воздействия плавучих и припайных льдов на донные грунты. Вся эту информацию можно получить при соответствующей обработке из данных ДЗЗ: КА «Океан»; ИСЗ QuikSCAT, Sea Wind NRT; ИСЗ NOAA-18 и TERRA (MODIS), «Ресурс-01», «LANDSAT», «RADARSAT», ERS и др. В качестве источника данных о ледовом покрове можно использовать результаты дистанционных измерений, начатых еще на спутнике Nimbus-7 микроволновым радиометром SMMR (Scanning Multichannel Microwave Radiometer) и продолженных на серии спутников DMSP (Defense Meteorological Satellite Program) прибором SSM/1 (Special Sensor Microwave/Imager) [5]. Главное преимущество микроволновых радиометров состоит в том, что они могут производить съемку поверхности Земли практически в любых погодных условиях и в любое время суток, независимо от наличия солнечного освещения. Измерения прибором SMMR проводились с частотой раз в 2 дня с ноября 1978 по август 1987 г., прибором SSM/1 с июля 1987 г. по настоящее время (частота – раз в день).

Нефть и нефтепродукты являются наиболее распространенными загрязняющими веществами в морской воде. Как разведка, так и эксплуатация месторождений могут быть крупными источниками нефтяных загрязнений окружающей среды Арктики. Экологические воздействия производственных процессов во многом зависят от технологии добычи, перевалки и транспортировки нефти и газа, а также сброса бурового шлама и попутных вод. Углеводороды – это не единственная проблема, вызывающая озабоченность. В производственных отходах содержатся значительные количества других органических веществ и тяжелых металлов.

Самая большая угроза окружающей среде морей Арктики, связанная с нефтяным загрязнением, исходит от нерегулируемых выбросов (фонтанов), разливов и утечек в процессе добычи и транспортировки нефти. Кроме того, рыболовные и другие суда могут вносить свою долю в многочисленные мелкие разливы.

Главную опасность от судоходства, связанную с нефтью, представляет перевозка нефтепродуктов танкерным флотом. Большинство инцидентов происходит у терминалов, где танкеры загружают или разгружают. Даже если сброс нефти значителен, ущерб обычно наносится в районе, непосредственно примыкающем к порту. Аварии с танкерами дают небольшую долю поступления нефти в океаны, но привлекают внимание широкой общественности ввиду их потенциально сильного воздействия на окружающую природную среду, особенно если танкер велик или разлив происходит поблизости от берега. Возрастающие масштабы разведки и освоения нефтяных запасов в Арктике приводят к увеличению объемов танкерной транспортировки. Основной упор будет сделан на Северный морской путь.

В настоящее время не вызывает сомнений, что современная космическая радиолокационная съемка является наиболее эффективным средством для решения задачи мониторинга нефтяных загрязнений в море, благодаря ее всепогодности, независимости от освещенности, высокому разрешению и широкому обзору. Космическая информация позволяет при достаточной прозрачности и малой взволнованности водной поверхности исследовать на небольших глубинах рельеф морского дна, его геологическое строение, а в ближнем инфракрасном диапазоне – ареалы распространения подводных растений. С помощью космических снимков решается задача мониторинга загрязнения океана нефтепродуктами (рис. 2).

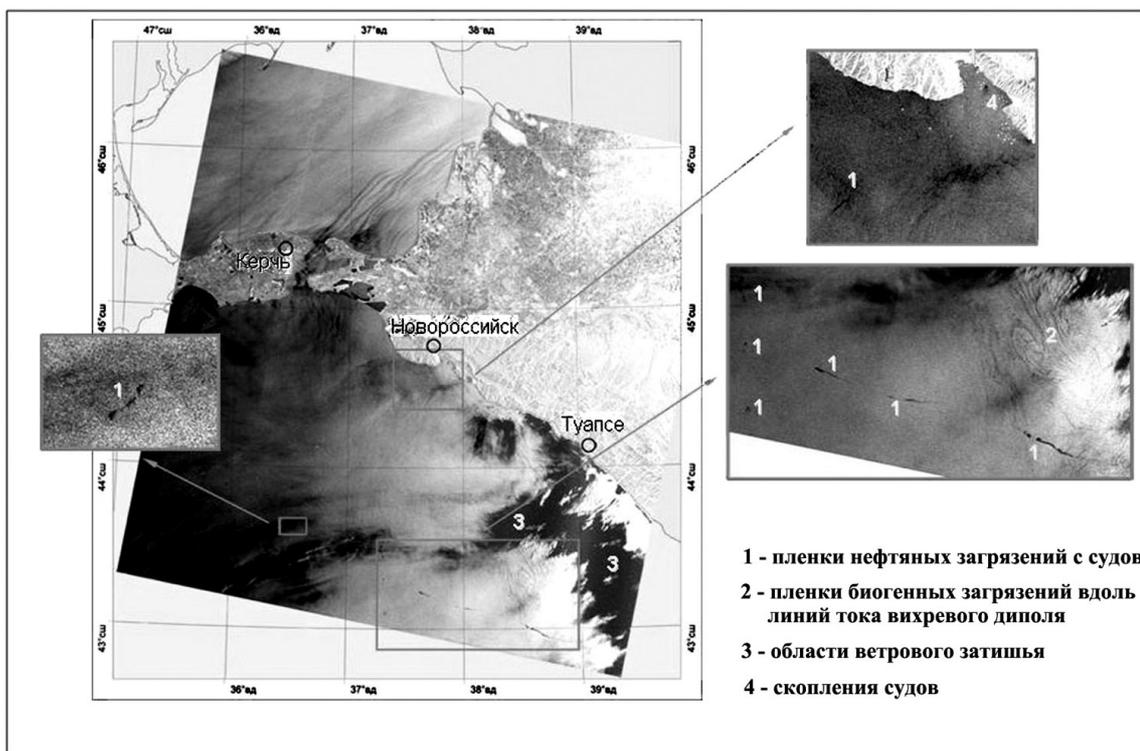


Рисунок 2 – Нефтяные и биогенные пленки на морской поверхности. ИСЗ Envisat, ASAR, разрешение 75 м, 08.04.2007 г. 07:42 GMT (данные ГУ НИЦ «Планета»)

Разлившаяся на поверхности моря нефть образует нефтяное пятно, пленка которого гасит мелкомасштабное ветровое волнение и формирует области выглаживания, именуемые сликами; эти слики отображаются темным тоном на радиолокационных изображениях. На практике исследование морей и океанов сопряжено с натурными наблюдениями, которые охватывают небольшие участки. Применение космических снимков в изучении морских акваторий позволяет прямыми и косвенными методами дешифрирования экстраполировать натурные наблюдения различной направленности на большие территории. Наилучшего результата в исследовании морей можно добиться, проводя так называемые «подспутниковые»

наблюдения, когда одновременно со съемкой с космических аппаратов проводятся натурные исследования. Это позволяет избегать влияния атмосферы при использовании космических снимков и перейти от качественных показателей к количественному анализу ситуации, экстраполировать полученную информацию на обширные территории. Аэрокосмические методы могут внести значительный вклад в решение проблемы картографирования и мониторинга нефтяных загрязнений моря, видимых на космических радиолокационных изображениях, обеспечивая основу для анализа.

Радиолокационные средства наблюдения за нефтяными загрязнениями обеспечивают достаточно регулярное получение относительно подробной информации одновременно обо всей контролируемой акватории. Опыт работы с данными отечественных «Космос-1870», «Алмаз-1» и зарубежных (ERS-1/ERS-2) космических аппаратов с РСА показывает, что космическая радиолокация является наиболее эффективным методом ДЗЗ для мониторинга загрязнений океана. В результате исследований последних лет, проведенных с КА ERS-1, ERS-2 и SIR-C/X, «Космос-1870», «Алмаз-1» были отработаны методы обнаружения и мониторинга нефти и нефтепродуктов и проведен ряд кампаний для практической оценки методов [2]. В результате был разработан метод картографирования и анализа пленочных загрязнений с использованием ГИС. Запуск радиолокационных спутников «RADARSAT» и «ENVISAT», имеющих широкообзорные режимы съемки, существенно расширил возможности космической радиолокации. Анализ продуктов спутников «RADARSAT» и «ENVISAT» в режимах ScanSAR Narrow и WSM показал, что они имеют достаточное разрешение при ширине полосы съемки 300 – 400 км и вполне пригодны для мониторинга нефтяных загрязнений (размер загрязнения от 1–2 км<sup>2</sup>) [2]. Активно развиваемый в настоящее время мультидатчиковый подход может обеспечить квазисинхронное, а иногда и синхронное (например, КА ENVISAT) получение дополнительных данных в видимом и ИК-диапазонах, а также данных скаттерометрии и СВЧ-радиометрии, которыми планируется оснастить ИСЗ МЕТЕОР-М № 3 (океанографический). Карты распределения пленок нефти и нефтепродуктов являются информационным продуктом, позволяющим оперативно измерять параметры и характеристики обнаруженных пятен нефти по различным районам морей, где риск загрязнения наиболее высок, выявлять связь между загрязнениями и их морскими и прибрежными источниками [2]. Т.е. такие карты могут рассматриваться как самостоятельный продукт ДЗЗ и имеют как научную, так и коммерческую ценность.

Авариям на нефтегазопроводах и их выделению по ДЗЗ посвящена достаточно обширная литература. При этом можно выделить три этапа контроля: строительство трубопровода; эксплуатация его в рабочем режиме; аварийная ситуация. На всех трех этапах возможно и нужно применение ДЗЗ. На первом этапе это инженерно-геологическое картирование и контроль за воздействием на окружающую среду при проведении инженерных мероприятий. На втором – слежение за состоянием трубопроводов. На территории Евросоюза для этого применяются SAR, InSAR, PslnSAR, лидары и съемка в видимом и ИК-диапазонах (платформы – спутники, самолеты, вертолеты) [6]. Оперативная информация поступает в центр обработки и анализа. Вариант применения авиационных носителей для РСА-съемки и съемки в видимом и ИК-диапазонах спектра приведен на рис. 3.

Детальность и периодичность проведения измерений космическими группировками позволяет достаточно точно фиксировать и районы аварий на газопроводах и нефтепроводах, а также оперативно оценивать последствия катастрофы.

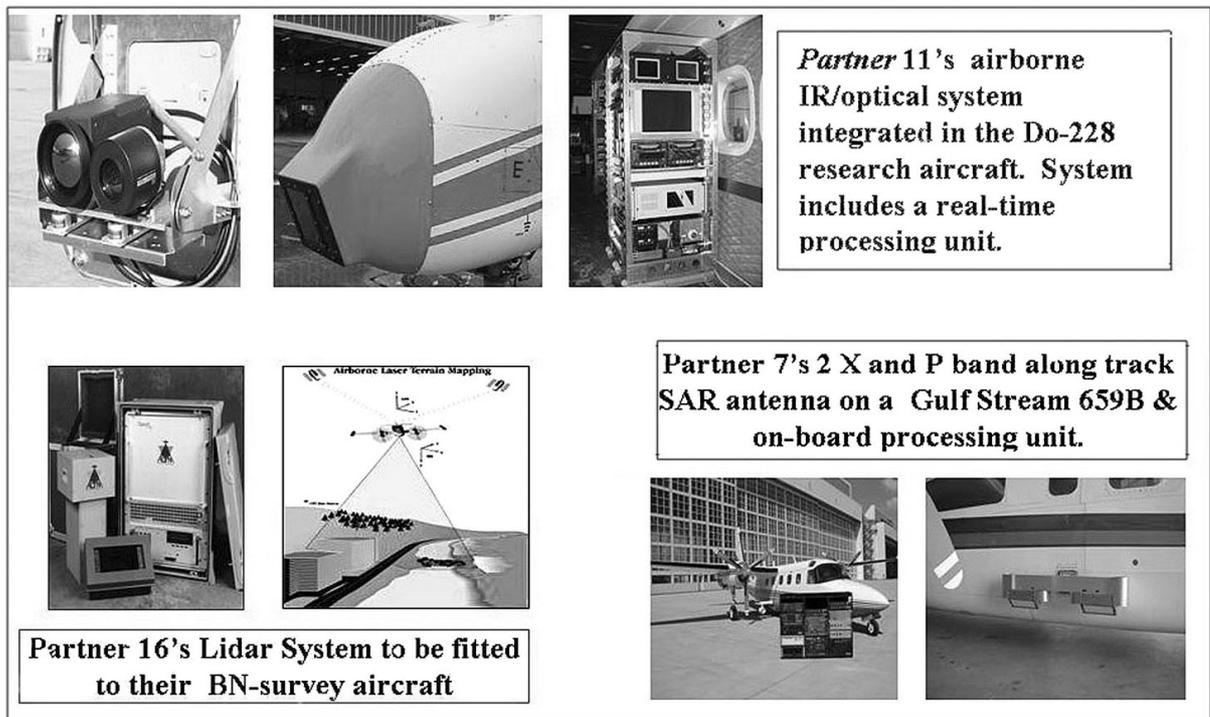


Рисунок 3 – Вариант применения авиационных носителей для РСА-съемки и съемки в видимом и ИК-диапазонах спектра [6]

Набор методов диагностики задается особенностями задач и включает в себя [4]: аэрокосмический мониторинг трасс трубопроводов и территорий месторождений; мерзлотно-ландшафтные и инженерно-геологические исследования; измерение параметров напряженно-деформированного состояния и наружная дефектоскопия трубопроводов (включая нейтронную томографию); создание математических прогнозных моделей, связывающих динамику природных, в первую очередь, мерзлотных условий с надежностью и остаточным ресурсом трубопроводов; создание информационных систем, интегрирующих географо-информационные системы, технологические базы данных и блоки анализа и выработки рекомендаций. Наиболее дешевым и оперативным методом является аэрокосмический мониторинг, особенно при переходе к гиперспектральной съемке.

Одним из вариантов оценки подвижек, как на трубопроводах, так и на нефтегазовых месторождениях, является применение РСА-интерферометрии в X-диапазоне с лазерными отражателями.

Обнаружение нефтяных и газовых компонент поверхности морей методами ДЗЗ базируется на следующих физических эффектах, проявляющихся в изменении характеристик электромагнитного излучения (по [1]): возникновении тепловых контрастов в местах аварий нефтепроводов, газопроводов и появлении загрязняющих веществ (ИК- и радиотепловая аппаратура); появлении контрастов яркости между аномальными участками и фоном в различных частотах электромагнитного спектра (много-, или гиперспектральная аппаратура и совместное ее использование с РЛ-системами); эффект «сужения» спектра РЛ-сигналов или изменения корреляционных характеристик сигналов, отраженных от мест загрязнения; изменение спектров флуоресценции (флуоресцентные лидары) (рис. 4).

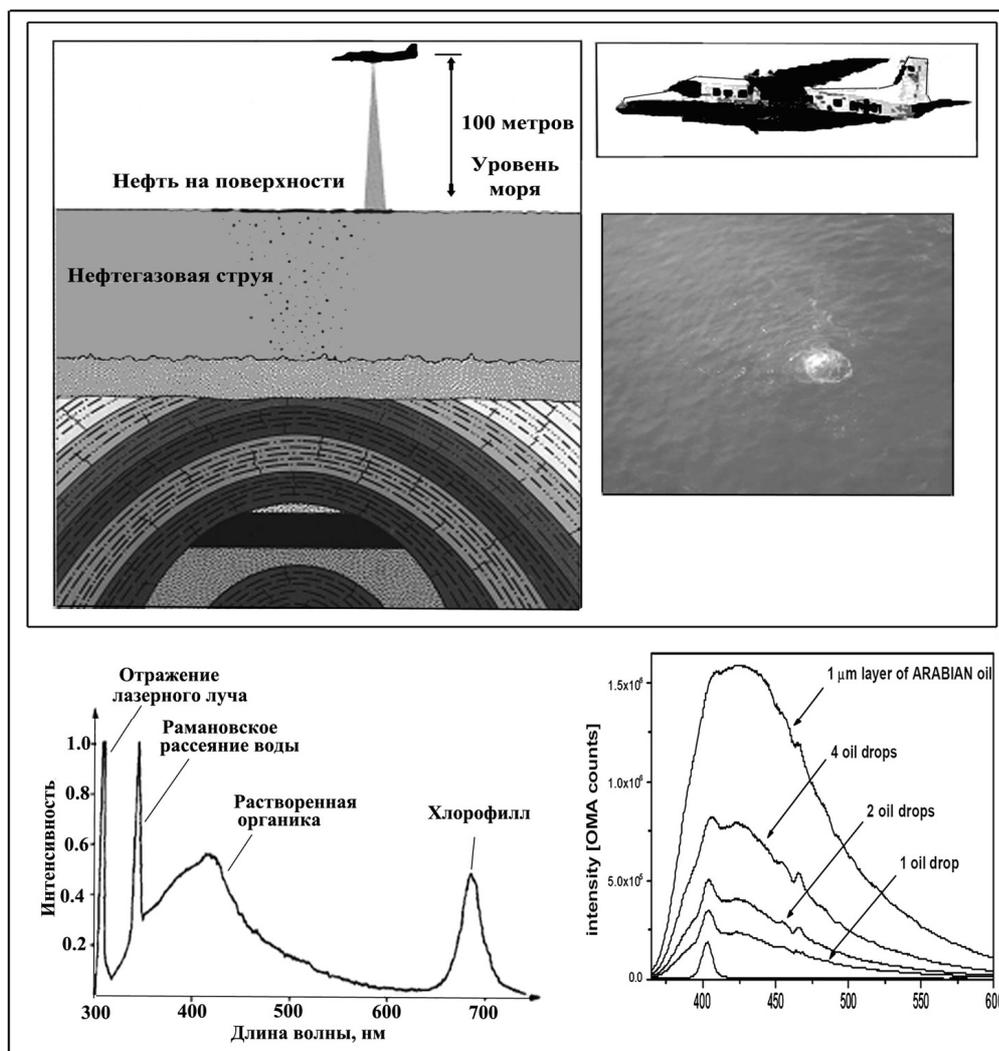


Рисунок 4 – Возможности применения лазерной флуоресценции (сообщение Тронина А.А. и Горного В.И., 2010)

В случае просачивания углеводородов возможно применение радиолокационных методов и лазерной флуоресценции (рис. 4), не исключено использование тепловой съемки, а также определение изменения цветности вода (например, данные SeaWiFS или планируемого к установке сканера цветности воды на Метеоре-М № 3 из состава МКС «Арктика»). Это возможно за счет [1]: возникновения тепловых контрастов при просачивании УВ; появления контраста яркости между аномальными областями и фоном в различных участках электромагнитного спектра за счет различных коэффициентов спектральных яркостей (мульти- и гиперспектральная аппаратура); изменения спектров флуоресценции аномальных участков, регистрируемых флуоресцентными лидарами.

*Работа выполнена при финансовой поддержке по проекту фундаментальных исследований «Арктика» № 12-5-3-002-АРКТИКА «Геоэкологическое районирование арктических и приарктических территорий РФ для рационального освоения Арктики».*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бондур В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. – 2010. - № 6. - С. 3-17.
2. Иванов А.Ю., Ермошкин И.С., Фанг М. и др. Использование космической радиолокации широкого обзора для картографирования нефтяных загрязнений моря

- // Исслед. Земли из космоса. – 2005. – № 5. – С. 78–95.
3. *Козлов С.А.* Инженерная геология Западно-Арктического шельфа России. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. – 147 с.
  4. *Хренов Н.Н., Якунов З.Г.* Диагностика северных трубопроводных геотехнических систем Ямбургского НГКМ // Экология северных территорий России. Проблемы, прогноз ситуации, пути развития, решения. Матер. междунар. конферен. Т. 1. Архангельск: изд-во ИЭПС УрО РАН, 2002. – С. 117.
  5. *Шалина Е.В.* Изменение ледового покрова Баренцева, Карского, Восточно-Сибирского морей и моря Лаптевых за период с 1978 по 1999 год согласно наблюдениям со спутников // Экология северных территорий России. Проблемы, прогноз ситуации, пути развития, решения. Матер. междунар. конферен. Т. 1. Архангельск: изд-во ИЭПС УрО РАН, 2002. – С. 390.
  6. *Pride R.* EU Project Proposal PRESENCE – Pipeline Remote Sensing for Safety and Environment // A Common Approach to Collaborative Technological Research for Arctic development. Proceeding of the Joint EU-Russia-Canada-US Workshop, Brussels, Belgium, 2002. – P. 377–387.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЕВЕРЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И НА ШЕЛЬФЕ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ: СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

*Вахнин М.Г., Чупров В.С.*

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

На севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТП НГП) расположено значительное количество месторождений углеводородов, а часть ее территории продолжается на шельфе Печорского моря. Геологическое строение шельфа во многом определяется геологическим строением материковой части и включает фрагменты разнопорядковых структурно-тектонических элементов Тимано-Печорской провинции [1].

Территория ТП НГП ограничена на западе и востоке Тиманским и Уральским кряжами, а на севере в акватории границей является субширотный региональный разлом, проходящий севернее острова Колгуев. Шельф Печорского моря обладает значительными ресурсами углеводородов. На нем открыто шесть месторождений, такие как месторождения нефти Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское, Приразломное, Поморское газоконденсатное и Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождения. Несмотря на это, геолого-геофизическая изученность по сравнению с континентальной частью недостаточна. Наименее изучена западная часть шельфа Печорского моря. Поэтому становится актуальной сравнительная характеристика геологического строения шельфовой и континентальной части запада ТП НГП, основанный на ней прогноз нефтегазоносности данной части шельфа Печорского моря, а также выделение перспективных участков для поисков месторождений углеводородов.

Одним из факторов, необходимых для поиска месторождений является информация о типах и закономерностях распределения антиклинальных и неантиклинальных ловушек в пределах структурных элементов севера ТП НГП.

Целью настоящих исследований было изучение закономерностей распределения ловушек различного типа и их основных морфологических характеристик для континентальной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и ее акваториального продолжения.

Для анализа имеющихся данных была использована геоинформационная система (ГИС) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. ГИС создана на базе программной платформы ArcGIS 9.2, а в качестве базы данных использовалась Microsoft Access. Для обработки и анализа данных применялись разработанные модули в VBA.

Геоинформационная система содержит различные карты с информацией о геологическом строении изучаемой территории. Дополнительно включены данные о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании, изученности сейсмическими исследованиями и глубоким бурением, информация по месторождениям, структурные карты по основным отражающим горизонтам, выявленных локальных структурах и ловушках, топооснову, данные дистанционного зондирования, включающие космические снимки Landsat 7 и карту новейших разрывных нарушений (линеаментов).

Структурно-тектонические элементы шельфа Печорского моря являются частью Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Глубина до фундамента возрастает на территории шельфа по сравнению с континентальной частью, что связано с наклоном поверхности фундамента на северо-запад [1]. Осадочный чехол Печорского моря представлен отложениями от ордовика до мела. Частично нижнепалеозойские отложения размывы, и отложения верхнего девона залегают на верхнепротерозойских отложениях. Можно наблюдать продолжение структурного плана континентальной части на территории Печорского моря. Особенно это характерно для домезозойских отложений, в которых сосредоточены основные запасы углеводородов.

На территории севера ТП НГП присутствует 8 нефтегазоносных комплексов:

1. Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный;
2. Среднедевонско-нижнефранский терригенный;
3. Доманиково-турнейский;
4. Нижне-средневизейский терригенный;
5. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный;
6. Нижнепермский терригенный;
7. Верхнепермский терригенный;
8. Триасовый терригенный.

Практически все эти нефтегазоносные комплексы имеются в наличии и в шельфовом продолжении структурных элементов ТП НГП. Главные зоны нефтенакпления сосредоточены главным образом в авлокогенах, сформированных в палеозое, и в зонах, сопряженных с авлакогенами. Значительная часть таких месторождений сконцентрирована в структурах Печоро-Колвинского авлокогена и Варандей-Адьзвинской структурной зоны, имеющих продолжение на шельфе, формирование которых связано с древними рифтовыми процессами [3]. Основные области газонакопления расположены, как правило, в районах максимального погружения бассейна. В результате бурения на шельфе доказана промышленная нефтегазоносность каменноугольно-нижнепермского карбонатного и пермского терригенного НГК, наличие высокопарафинистых нефтей в триасовом комплексе, установлена нефтеносность верхнедевонских отложений [4].

Изученность территории крайне неравномерна. Так средняя плотность изученности сейсморазведочными работами на шельфе составляет порядка 0,3 км/км<sup>2</sup>, в то время как средняя плотность сеймопрофилирования на континентальной части ТП НГП изменяется от 0,42 км/км<sup>2</sup> для Коратаихинской НГР до 2,1 км/км<sup>2</sup> для Хорейверской НГО.

От плотности изученности и структурных особенностей нефтегазоносных районов зависит и количество выделенных локальных структур и ловушек нефти и газа. Так для локальных структур северной части Тимано-Печорской провинции средняя плотность размещения составляет 0,59 шт. на 100 км<sup>2</sup>. По нефтегазоносным районам севера ТП НГП плотность размещения локальных структур распределяется таким

образом: Малоземельско-Колгуевский НГР – 0,26; Печоро-Колвинская НГО – 0,68; Хорейверская НГО – 0,83; Варандей-Адзввинская НГО – 0,44; Коратаихинский НГР – 0,16.

Одной из причин низкой плотности структур для Малоземельско-Колгуевского и Коратаихинского НГР является слабая изученность этих территорий сейсморазведочными работами. Средние размеры локальных структур составляют порядка 23 км<sup>2</sup>, однако они изменяются в пределах от 1 до 240 км<sup>2</sup>.

Аналогичные закономерности можно проследить и для шельфа Печорского моря, с учетом того, что изученность шельфа сейсморазведочными работами и глубоким бурением значительно ниже.

Для Печоро-Колвинского авлакогена и Варандей-Адзввинской структурной зоны характерно наличие удлинённых структур, которые в основном приурочены к разломам. Для зон разрывных нарушений характерно значительное изменение морфологических свойств локальных структур, удлинение в три и более раза, наличие высоких амплитуд. Данные характеристики имеют место и для структурных элементов на морском продолжении ТП НГП. Сравнительная характеристика месторождений углеводородов на севере континентальной части ТП НГП и шельфа Печорского моря приведена в табл. 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика залежей углеводородов на севере континентальной части ТП НГП и шельфе Печорского моря

| Тектонический элемент (НГО, НГР) | Континентальная часть ТП НГП  | Шельфовая часть ТП НГП   |
|----------------------------------|---|--|
| Малоземельско-Колгуевская        | Верхнехарицейское (тектонически ограниченная антиклинальная структура в карбонатных верхнекаменноугольных отложениях)   | о. Колгуев Песчаноозерское, Таркское (пластовая сводовая ловушка, терригенные отложения в нижнем триасе) |
| Печоро-Колвинская                | Многочисленные залежи приурочены к Печоро-Колвинскому авлакогену, значительное количество из них многозалежные и различные по площади. Расположены в основном в районах инверсионных валов и антклинальных поднятий. Для валов характерны высокоамплитудные ловушки. Стратиграфический диапазон залежей колеблется от нижнего силура до триаса. Газовые месторождения сосредоточены в северной части НГО. | Поморское (залежь в отложениях раннепермско-каменноугольного возраста)                                   |
| Хорейверская                     | Залежи сосредоточены в пределах от верхневизейско-нижнепермского до среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносных комплексов. Высокоемкие ловушки приурочены к рифовым постройкам. Также на севере перспективны ловушки, связанные с выклиниванием нижнедевонских отложений. В основном месторождения с небольшим количеством залежей и размерами ловушек от мелких до крупных.                        | Северо-Гуляевское (залежь в отложениях средне-позднекаменноугольного возраста)                           |

|                     |   |   |
|---------------------|---|---|
| Варандей-Адзвинская | Залежи сконцентрированы в узких валах и поднятиях. Открыто более 20 месторождений. Залежи нефти распределены от среднеордовикско-нижнедевонского до триасового НГК, но большинство залежей сконцентрировано в верхних НГК. Основная масса ловушек приурочена к разломам и имеют высокую амплитуду и значительное удлинение. | Приразломное (узкая антиклинальная складка в карбонатных отложениях раннепермско-каменноугольного возраста), Варандей-море (карбонатные отложения раннепермского возраста), Медыньское-море (залежи в отложениях верхнего и нижнего девона и силура), Долгинское (антиклинальная ловушка в карбонатных отложениях раннепермско-каменноугольного возраста) |
| Коратаихинская      | –   | –   |

По данным ГНЦ «Южморгеология», которым были проведены геофизические исследования в мелководной зоне Печорского моря, выявлено наличие поворота Восточно-Колвинской зоны нарушений с меридионального направления на западно-северо-западное [2]. В результате изменяется ориентировка локальных структур на север-запад до 10 градусов в районе зоны нарушений на шельфовом продолжении.

Западнее от разлома тип месторождений изменяется с нефтяных на нефтегазовые, газоконденсатные и газовые.

Перспективными районами поиска на шельфе Печорского моря является морское продолжение восточной части Хорейверской впадины, часть Варандей-Адзвинской структурной зоны, такие как валы Сорокина и Гамбурцева. На данных территориях расположены все перспективные нефтегазоносные комплексы, начиная с теригенно-карбонатного ордовикско-силурийского до верхнепермско-триасового. Значительными перспективами обладают шельфовые продолжения Колвинского мегавала, Шапкинско-Юрьяхинского вала и Песчаноозерской структурной зоны.

Анализ структур континентальной части и на шельфе ТП НГП указывает, что основные параметры их достаточно схожи и могут служить основой для прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности шельфовой части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

*Работа выполнена при поддержке программы фундаментальных исследований УрО РАН, проект УрО РАН № 12-5-6-012-АРКТИКА «Формирование углеводородных систем в толщах верхнего палеозоя в арктическом районе Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна».*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Тимонин Н.И.* Оценка перспектив нефтегазоносности Баренцево-Карского шельфа России // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. – Т.Ш. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009. – С.121–127.
2. *Савченко В.И., Горшков А.С., Цехмейстрюк А.К.* Геологическое строение и перспективы на нефть и газ мелководных зон печорского моря // Геология нефти и газа. – 2008. – №5. – С.31–39.
3. *Ступакова А.В.* Развитие бассейнов Баренцевоморского шельфа и их нефтегазоносность // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: обзор. – М.: Геоинформарк, 1999. – 62 с.
4. *Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я.* Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. – СПб: Недра, 2005. – 384 с.

## ОСОБЕННОСТИ ОБУСТРОЙСТВА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ

Губайдуллин М.Г.<sup>1</sup>, Макаровский Н.А.<sup>2</sup>, Рогач А.Н.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск

<sup>2</sup>ООО «Компания Полярное Сияние», г. Архангельск

Как показывает практика, при утилизации попутной пластовой воды путем закачки в подземные горизонты, оказывается тепловое воздействие на толщу многолетнемерзлых пород (ММП), что является неизбежным следствием этого процесса [1]. Рассмотрим этот вопрос на примере анализа результатов наблюдений в специально оборудованных температурных скважинах на площадке «Б» Ардалинского нефтепромысла Ненецкого автономного округа (рис. 1).

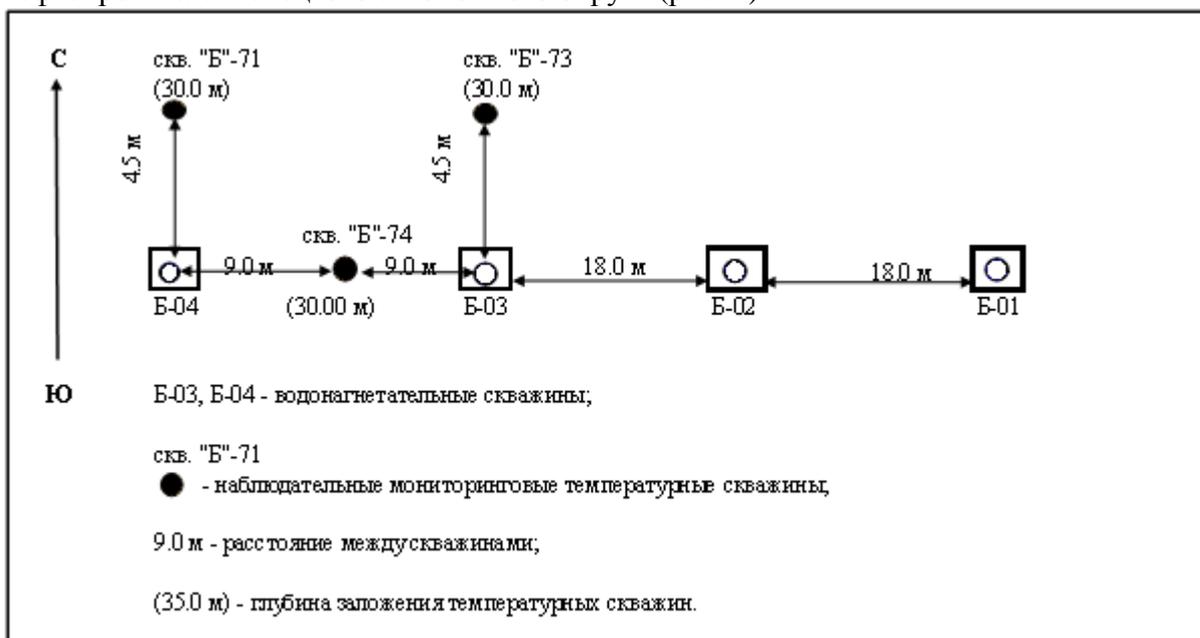


Рисунок 1 – Схема размещения наблюдательных температурных скважин на площадке «Б» Ардалинского нефтепромысла

Как показывают замеры температуры ММП в наблюдательных термических скважинах, радиус растепления вокруг нагнетательной скважины Б-04 увеличивается с глубиной, составляет более 4,5 м до глубины 8,0 м от поверхности площадки, и далее возрастает до 9 м на глубине 27 м (рис. 2). При построении этого рисунка использовались результаты измерений температуры ММП в июне 2007 г., а значения температуры толщи ММП между нагнетательной и наблюдательными скважинами вычислялись методом интерполяции. Аналогичная картина наблюдается и в нагнетательной скв. Б-03, хотя тепловое воздействие имеет менее интенсивный характер, что объясняется меньшим объемом закачанной воды.

В процессе постоянного теплового воздействия радиус растепления будет увеличиваться. Это подтверждается замерами температуры ММП в температурных мониторинговых скважинах на той же площадке «Б» уже в июле 2012 г. Если сравнить поле изотерм вокруг скважин, то можно увидеть, что за пять лет радиус растепления несколько возрос.

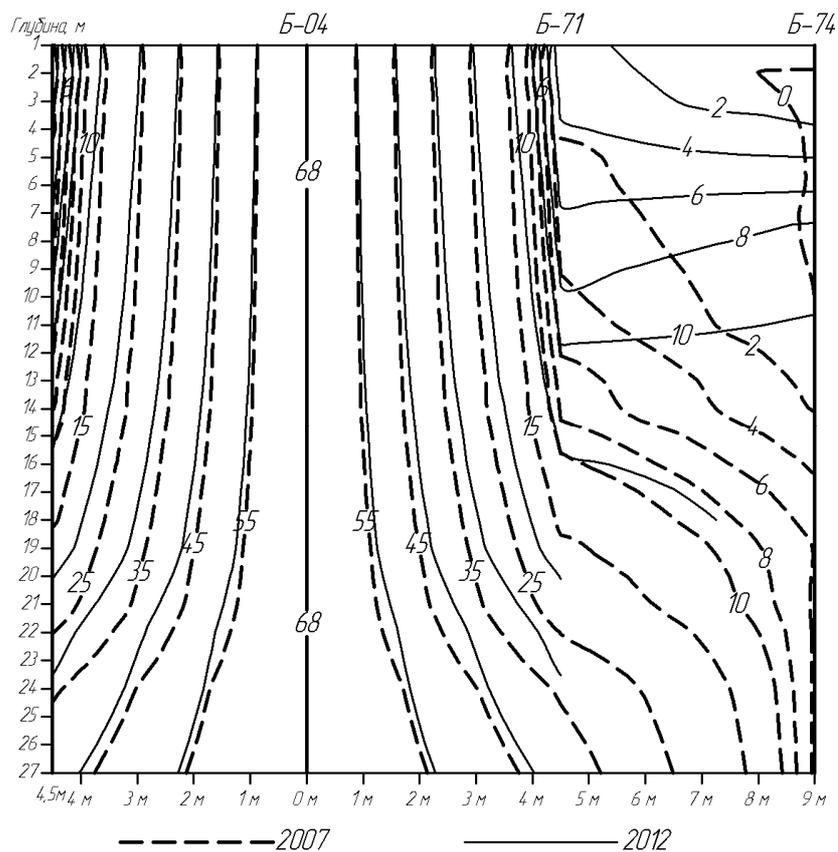


Рисунок 2 – Динамика изменения полей изотерм вокруг нагнетательной скважины Б-04 за 2007 и 2012 гг.

Учитывая, что на площадке «Б» расположены 4 нагнетательные скважины (рис. 1), и процессы растепления происходят в каждой из них, можно с достаточной долей уверенности сказать, что с глубины 27,0 – 30,0 м начинается процесс суммирования теплового воздействия, и ниже этой глубины вся толща ММП может находиться в оттаявшем состоянии с  $T > +5^{\circ}\text{C}$  (рис. 3 а, б).

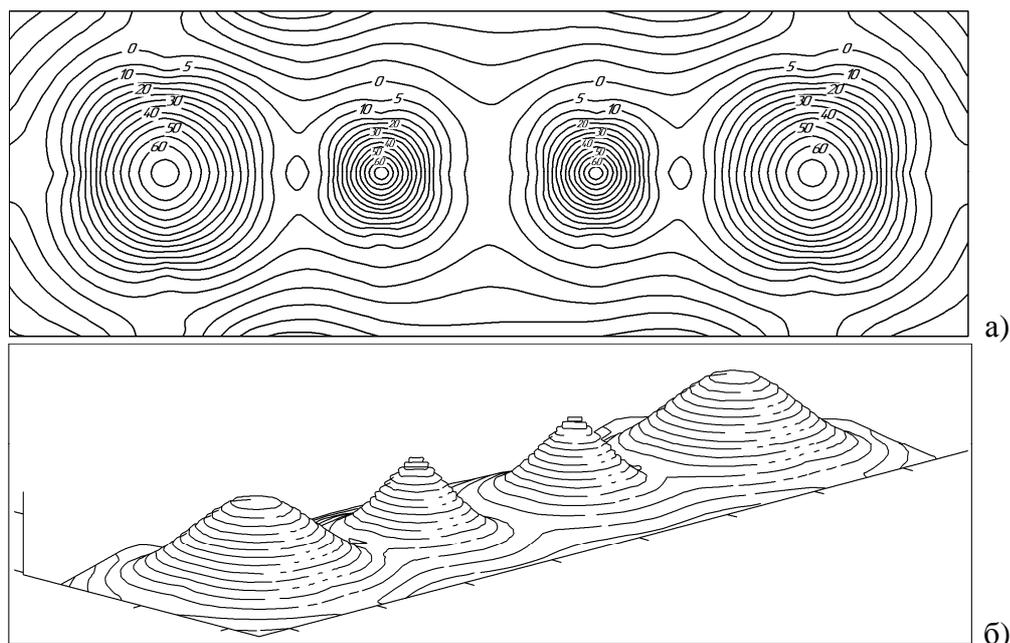


Рисунок 3 – Диаграммы растепления толщи ММП по результатам замеров в мониторинговых температурных скважинах на площадке «Б» Ардалинского нефтепромысла

Увеличение температуры ММП с глубиной и резкий ее рост после отметки 24–26 м от поверхности отсыпанной грунтовой площадки объясняется конструктивной особенностью скважины Б-04, обусловленной наличием в ней зацементированной обсадной трубы диаметром 28" (700 мм), посаженной на глубину 24 м (рис. 4).

Совместно с зацементированной обсадной колонной (кондуктором) диаметром 16" (400 мм), посаженной на глубину 304 м, они создают вокруг оси скважины Б-04 в интервале 0 – 26 м термоизолирующий «кожух». Он не позволяет процессам оттайки прогрессировать выше отметки глубины 26 м. Это является сдерживающим фактором, обуславливающим отсутствие оттайки верхней части ММП и отсыпки грунтовой площадки, и связанных с ними явлений термокарста и проседания поверхности площадки. Но скважины Б-01–04 изначально обустроивались и использовались, как нефтедобывающие, и в связи с этим конструктивно обсадная труба диаметром 28" (700 мм) закладывалась на глубину 24 м и предназначалась только для целей создания вертикального направления при бурении и обустройстве следующих колонн скважины.

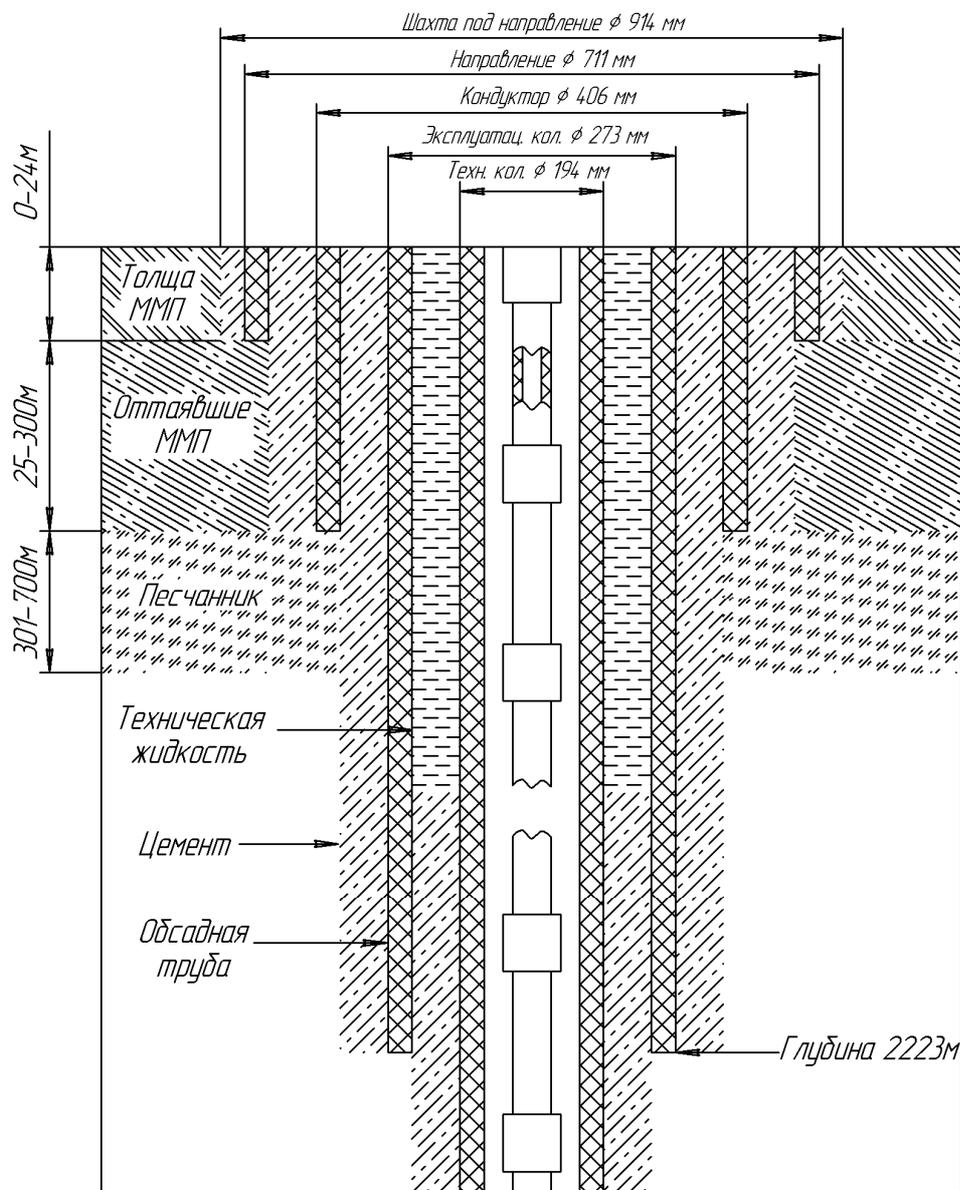


Рисунок 4 – Конструкция верхней части трубных колонн водонагнетательной скважины Б-04

На основании выполненных наблюдений, для исключения процессов оттайки при строительстве водонагнетательных скважин целевого назначения рекомендуется производить посадку обсадной трубы диаметром 28" (700 мм) на всю толщину

залегания ММП, как это показано на рис. 5.

Таким образом, для снижения негативного растепляющего влияния закачиваемых пластовых вод с высокой температурой на верхнюю часть геологической среды, представленной толщей ММП, предлагается:

1. Проектировать размещение водонагнетательных скважин в различных частях месторождений (на различных кустовых или одиночных площадках). Это позволит придать тепловому воздействию закачиваемой пластовой воды точечный характер, снизит суммированное воздействия тепла от нее на верхнюю часть ММП.

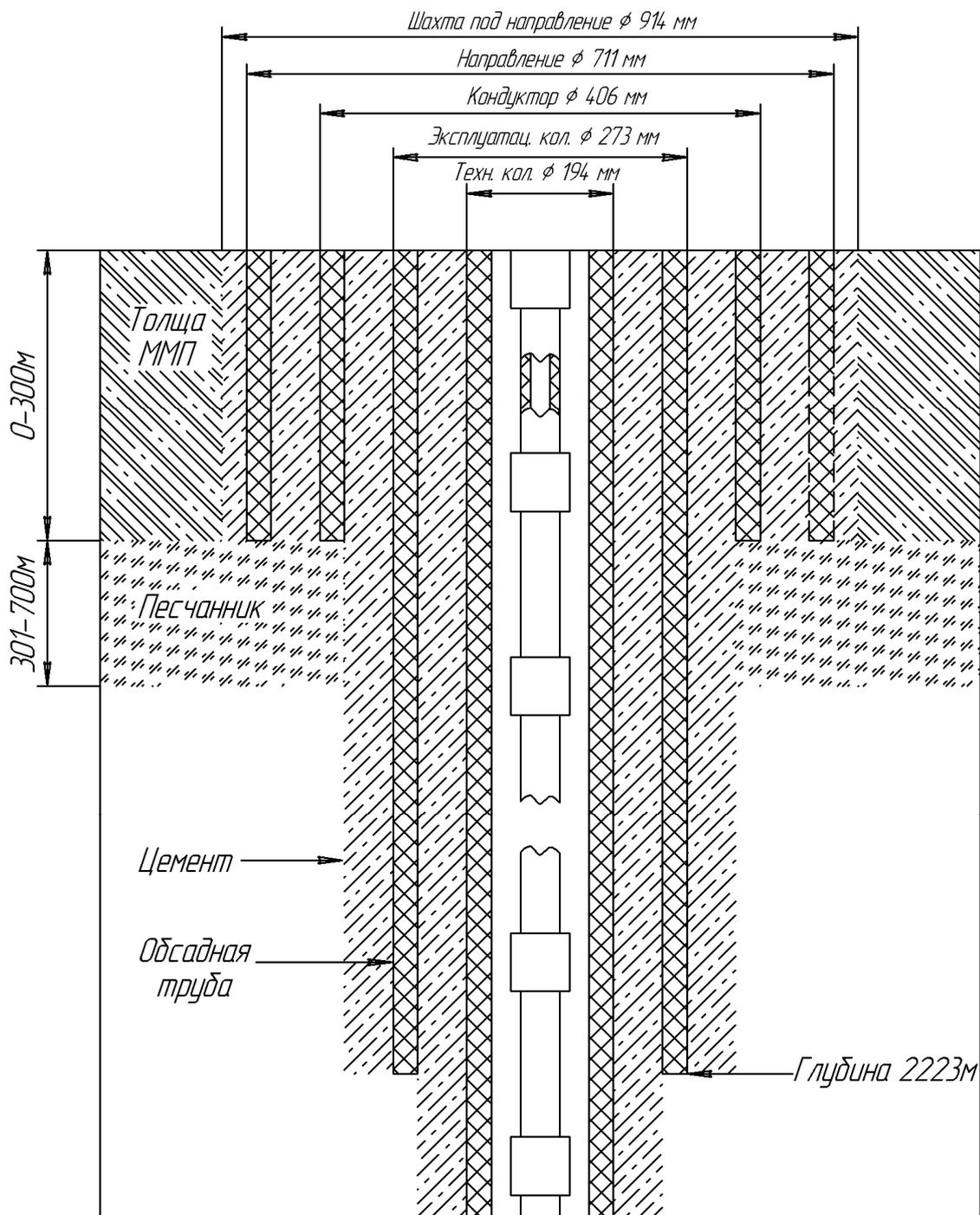


Рисунок 5 – Предлагаемая конструкция верхней части трубных колонн водонагнетательной скважины для исключения оттайки ММП при закачке воды

2. Перераспределять потоки закачиваемой пластовой воды между различными кустовыми площадками и скважинами для исключения высокого по температуре и постоянного по уровню долговременного теплового прессинга на толщу ММП, окружающую водонагнетательную скважину, и придания ему дискретного характера.

3. Использовать для перекрытия толщи ММП в конструкции водонагнетательных скважин дополнительную обсадную трубу с большим диаметром до подошвы слоя ММП. Параллельное перекрытие толщи ММП обсадными трубами диаметром 16" (400 мм) и 28" (700 мм), а также использование для их крепления цемента арктических марок с теплоизолирующими свойствами, позволит создать теплоизолирующую оболочку вокруг нагнетательной скважины и исключит условия для распространения оттайки.

Все эти меры с одной стороны будут способствовать уменьшению скорости растепления ММП, с другой стороны – создавать условия для быстрого восстановления температурного режима ММП вокруг отдельных скважин после снятия тепловой нагрузки.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Губайдуллин М.Г., Калашников А.В., Макаровский Н.А.* Оценка и прогнозирование экологического состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – Архангельск: Изд-во АГТУ, 2008. – 270 с.

### THE USE OF TRACER IN MUD FOR DETERMINATION OF WATER SATURATION AND FORMATION WATER COMPOSITION

*Kleven R.*

Institute of Energy Technologies, Norway

Accurate water saturation calculation is one of the requirements for estimating oil in place. Typically this is performed using resistivity logs or Dean Stark saturation measurement from core plugs drilled with oil based mud. Oil based mud is not desirable from an environmental perspective. If the well is drilled with water based mud, tracers can be used to determine contamination level of mud water in formation water samples and water saturation in cores.

The work to be presented is a study of sorption/desorption processes of ions from invaded mud filtrate near the wellbore region by the use of tracer in drilling mud. Results from a field test located in the North Sea will be presented. The design of this tracer test was to maintain tracer concentration in water based drilling mud during a field operation by onsite analysis of the fluid and subsequent additions of tracers to ensure a tracer concentration in a given range. Formation water from the invaded zone was sampled with a formation tester equipment and ionic concentration and tracer concentration was measured in all samples. The ionic concentration observed was correlated for mud filtrate fraction and ionic exchange reaction. The tracer method was useful to determine the distribution of ions in the pores near the wellbore.

For the use of tracers in the Barents Sea radioactive tracers are not acceptable and the challenge is to find alternative non-radioactive water based mud (WBM) tracers to replace today's standard, tritiated water (HTO). IFE intends to apply for a PETROMAKS 2 project later this year addressing this challenge. The tracers and methods developed in this project should preferably be designed to enable measurement of tracer content in mud samples in robust environments in the field.

## **OPERATIONS IN SEA ICE: ICE PROPERTIES AND CONSOLIDATION**

*Petrich C.*

Norut Narvik AS

Both seasonal and sporadic presence of sea ice poses significant challenges to offshore operations in the Arctic. The scope of relevant sea ice conditions is wide. Even in winter, ice conditions in Norwegian and Russian waters range from occasional, weather mediated intrusions of possibly deformed ice floes into license areas in the Western Barents Sea, to pack ice and landfast ice in the operationally important Kara Sea.

Offshore structures and vessels need to be designed to deal with ice conditions effectively, including exceptional ice features. Under leadership of Norut Narvik, ColdTech is an international program developing solutions for sustainable operations in the Arctic. Sea ice work includes characterization and modeling of deformed sea ice, measurements of energy efficiency of sea ice traverse and ice management, and investigations of ice growth and vessel operations in landfast sea ice. These aspects are directly applicable to operations in both Norwegian and Russian waters.

**СЕКЦИЯ 3  
ОХРАНА ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ  
ЗДОРОВЬЯ ПЕРСОНАЛА И НАСЕЛЕНИЯ В СВЯЗИ С  
ОСВОЕНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

---

---

**SESSION 3  
ISSUES OF NATURE PROTECTION AND HEALTHCARE OF  
PERSONNEL AND POPULATION IN CONNECTION TO  
DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES ON THE  
ARCTIC SHELF**

---

---

## БИОРЕМЕДИАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ПОЧВ В ЕВРО-АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

*Маслобоев В.А., Евдокимова Г.А.*

Институт проблем промышленной экологии Севера Кольского научного центра РАН,  
г. Апатиты

Аннотация: Исследованы процессы очищения почв северных высоких широт при загрязнении их нефтепродуктами (Россия, Мурманская область). Для восстановления загрязненной почвы использовали минеральные и органические удобрения и бактериальный препарат, приготовленный на основе местных штаммов углеводородокисляющих бактерий. Периоды очищения почв от нефтепродуктов (НП) определены по снижению концентрации загрязнителя и показателям биологической активности почвы – динамике численности бактерий и эмиссии почвой CO<sub>2</sub>. Внесение в почву НП даже в такой высокой концентрации (10 л/м<sup>2</sup>) стимулировало размножение бактерий. За 3 месяца теплого периода года (июнь-август) в варианте без мелиорантов содержание НП снизилось на 59 % от исходного уровня, в варианте с минеральным и органическим удобрением – на 86 %, в варианте с минеральным удобрением и бактериальным препаратом – на 84 %. Стимуляция жизнедеятельности аборигенных микроорганизмов дополнительными источниками питания оказалась не менее эффективным приемом биоремедиации загрязненной нефтепродуктами почвы, чем внесение бактериального препарата, требующего немалых финансовых вложений. Загрязненные НП почвы становятся источником дополнительного поступления в атмосферу диоксида углерода. Процессы деструкции нефтепродуктов ведут к увеличению эмиссии углерода в атмосферу. При загрязнении почвы нефтепродуктами в грибном сообществе возрастает доля потенциально патогенных грибов.

Ключевые слова: почва, нефтепродукты, загрязнение, микроорганизмы, восстановление.

Введение. Данные исследования выполнены в Мурманской области – регионе, характеризующемся уникальным сочетанием природных и антропогенных факторов – суровые климатические условия при интенсивном развитии промышленности.

Нефтепродукты, попадая в почву, подвергаются биологической трансформации, окислительно-восстановительным процессам, физическим воздействиям. На процессы загрязнения и самовосстановления почв оказывают воздействие следующие почвенно-климатические особенности Кольского региона:

- низкие температуры и короткий период самоочищения природных сред;
- кислая реакция почвенного раствора доминирующих на Кольском Севере подзолистых и торфяно-болотных почв, что повышает подвижность загрязнителей и их токсичность;
- промывной водный режим почв, способствующий выщелачиванию элементов по почвенному профилю, что может привести к загрязнению грунтовых вод;
- высокая продолжительность солнечного сияния в летние месяцы, не уступающая экваториальным величинам, что является позитивным явлением для самоочищения почв путем фотохимических превращений.

Специфические почвенно-климатические особенности Кольского региона в совокупности со специфическими чертами микробиоты почв высоких широт (психротолерантность, олиготрофность, низкое биоразнообразие) создают необходимость разработки методов биоремедиации почв от нефтепродуктов для Субарктического региона.

Цель работы – исследовать процессы очищения почв северных высоких широт при загрязнении их нефтепродуктами.

Периоды очищения почв от нефтепродуктов определены как по снижению

концентрации загрязнителей, так и по показателям биологической активности почвы – динамике численности бактерий и такому интегральному показателю биологической активности почвы как эмиссия почвой  $\text{CO}_2$ .

Объекты и методы исследования. Исследования проведены в условиях модельных полевых опытов в филиале Всероссийского института растениеводства «Полярная опытная станция» ( $67^{\circ}34'N$ ,  $33^{\circ}22'E$ ). Почва – окультуренный иллювиально-гумусовый подзол ( $\text{pH}_{\text{водн.}} - 6,6$ ,  $\text{pH}_{\text{сол.}} - 5,9$ ;  $\text{Ca} - 2,26$  мг-экв./100 г;  $\text{Mg} - 0,41$  мг-экв./100 г;  $\text{C} - 3,38$  %;  $\text{N} - 0,3$  %). Загрязнителем являлась смесь тяжелых и легких углеводородов – топочный мазут марки 100 (ГОСТ 10585-99) и дизельное топливо (ГОСТ 305-82) в количестве 10 л на  $1 \text{ м}^2$  в соотношении 1:1,5, что соответствует высокой степени загрязнения почвы. Почва находилась под паром, т.е. была без растений. Заложено 4 варианта опыта: 1 – контроль (почва без НП); 2 – почва + НП; 3 – почва + НП + NPK + органическое удобрение; 4 – почва + НП + NPK + бактериальный препарат. В качестве минерального удобрения использовали коммерческий препарат «Азофоска» с содержанием N, P, K по 16 % в количестве  $130 \text{ г/м}^2$  (из расчета  $\text{N100P100K100}$  кг/га). В качестве органического удобрения вносили коммерческий препарат «Радогор» (экстракт навоза крупного рогатого скота) в количестве  $1,5 \text{ л/м}^2$ .

Бактериальный препарат, содержащий 4 штамма бактерий рода *Pseudomonas*, выделенных ранее из загрязненных нефтепродуктами почв Кольского полуострова, вносили в количестве  $1,4 \text{ л/м}^2$  (плотность бактериальной суспензии –  $2 \cdot 10^9$  кл/мл). Повторное внесение биопрепарата и NPK провели через 20 сут. Интегральным показателем биологической активности почвы являлась ее респираторная активность, определенная полевым камерным статическим методом [1], основанным на классической реакции нейтрализации (рис. 1).



Рисунок 1 – Опытные делянки с сосудами для определения эмиссии почвой углекислоты камерным статическим методом

Содержание нефтепродуктов в почве определяли методом инфракрасной спектроскопии на анализаторе «АН-2» производства ООО «Нефтехимавтоматика», согласно методике ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 [2].

Микробиологические анализы выполнены общепринятыми в практике стандартными методами [3]. Численность сапротрофных бактерий определяли на мясопептонном агаре (МПА), численность углеводородокисляющих бактерий (УОБ) – на среде следующего состава, г/л дист. воды:  $\text{K}_2\text{HPO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O} - 1$ ;  $\text{NH}_4\text{Cl} - 2$ ;  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O} - 0,5$ ;  $\text{NaCl} - 0,5$ ;  $\text{CaCO}_3 - 1$ ;  $\text{FeSO}_4 - 7\text{H}_2\text{O} - \text{следы}$  ДТ – 1 % от объема.

Эффективность бактериального препарата, используемого в опыте,

первоначально была проверена в лабораторных условиях. За трое суток бактериальным консорциумом было разложено около 70 % нефти от исходной величины [4].

Фитотоксичность почвы определяли методом почвенных пластинок, выращивая на увлажненной почве из различных вариантов опыта проростки пшеницы. Через 7 сут измеряли высоту зеленых проростков и длину их корней.

Результаты и обсуждение. Отмечено изменение водного режима почвы при ее загрязнении НП. Обладая ярко выраженными гидрофобными свойствами, НП снижали влажность верхних слоев почвы. Влага как бы отталкивается от почвенных частиц, ставших гидрофобными, и проваливается вглубь почвы. Обнаружена обратная корреляционная зависимость между содержанием НП и влажностью почвы в слое 0 – 10 см ( $r = -0,99 \pm 0,09$ ).

Исходное значения рН водной почвенной вытяжки было 6,6 единиц. На этом уровне оно продержалось в контроле и варианте с НП (рис. 2). Минеральные удобрения, содержащие аммиачный и нитратный азот, подкислили почву на 0,5–0,6 ед.

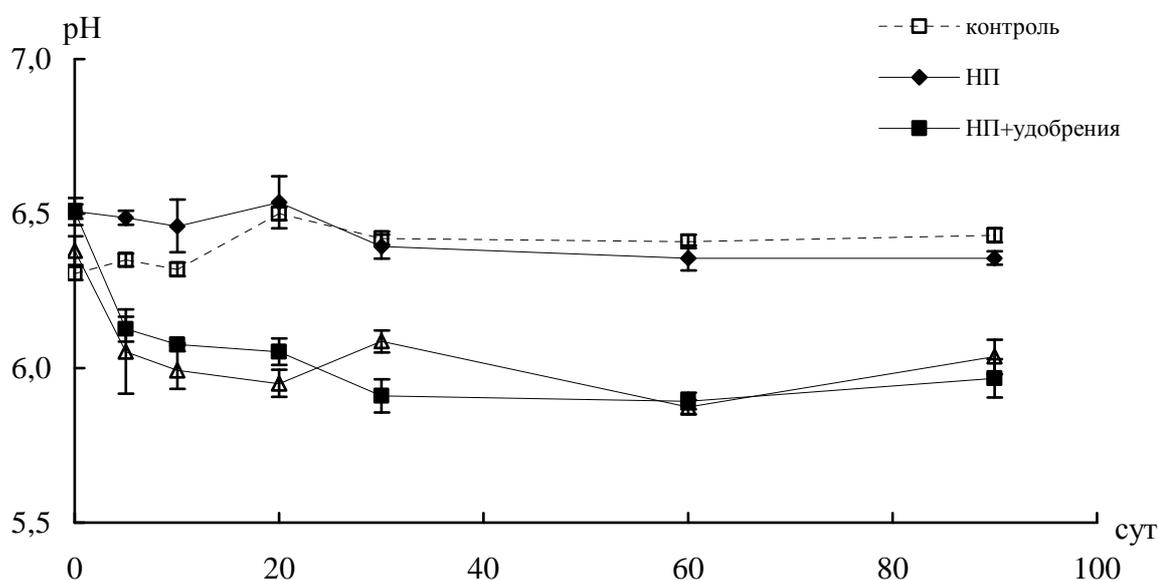


Рисунок 2 – Динамика значений рН почвы в слое 0–10 см при загрязнении нефтепродуктами

*Динамика содержания нефтепродуктов.* Содержание углеводов в контрольной почве без внесения НП изменялось в течение сезона от 0,03 до 0,08 г/кг. Это могут быть углеводы природного генезиса, например каротиноиды и терпены, а не нефтяного (техногенного) происхождения. Через 5 сут после внесения НП их содержание снизилось в почве без мелиорантов на 40 % в основном в результате испарения и других физико-химических процессов. В вариантах с NPK и бактериальным препаратом снижение содержания НП произошло за это время более чем на 50 % за счет интенсификации процессов биодеструкции углеводов (табл. 1). За 3 месяца теплого периода года (июнь – август) в варианте без мелиорантов содержание НП снизилось на 59 % от исходного уровня, в варианте с минеральным и органическим удобрением – на 86 %, в варианте с минеральным удобрением и бактериальным препаратом – на 84 % (рис. 3). Достоверных различий между двумя вариантами с мелиорантами (удобрения и удобрения + бакпрепарат) не наблюдалось. **Стимуляция жизнедеятельности аборигенных микроорганизмов дополнительными источниками питания оказалась не менее эффективным приемом биоремедиации загрязненной нефтепродуктами почвы, чем внесение бактериального препарата, требующего немалых финансовых вложений.**

Таблица 1 - Остаточное содержание НП в почве, % от исходной величины

| Вариант                   | Сутки |    |    |    |    |    |
|---------------------------|-------|----|----|----|----|----|
|                           | 5     | 10 | 20 | 30 | 60 | 90 |
| НП                        | 61    | 51 | 41 | 40 | 39 | 33 |
| НП+удобрения              | 48    | 45 | 31 | 35 | 15 | 11 |
| НП+бактериальный препарат | 48    | 43 | 35 | 38 | 23 | 12 |

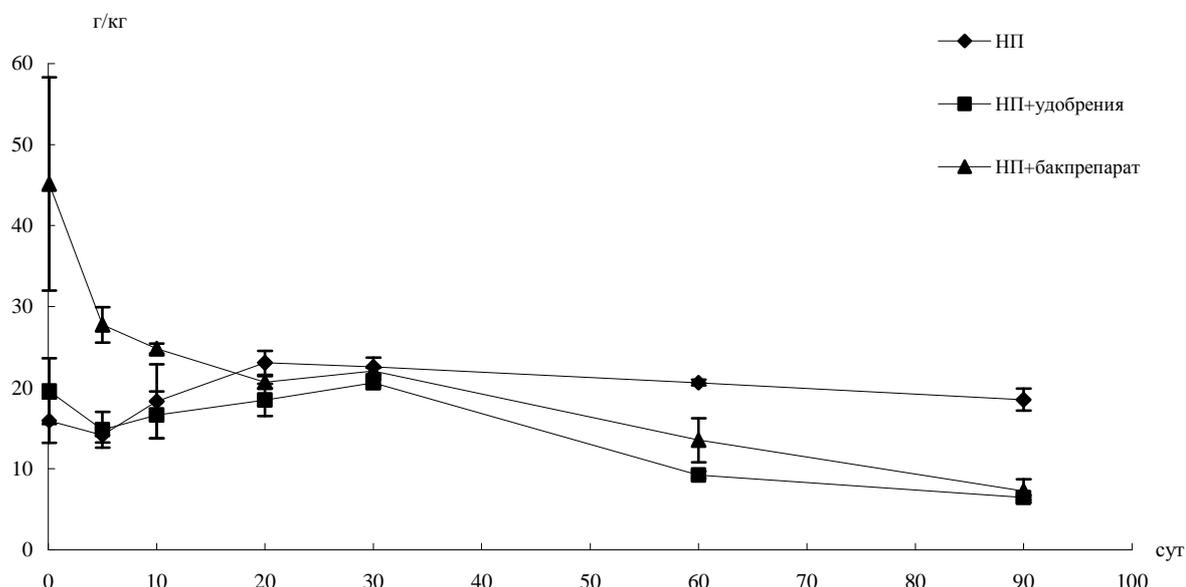


Рисунок 3 – Динамика содержание нефтепродуктов в почве (г/кг) в слое 0–10 см

Таблица 2 – Содержание НП (г/кг) в почвенных слоях 0–10 и 10–20 см в различных вариантах опыта

| Сутки | НП      |          | НП+удобрения |          | НП+бакпрепарат |          |
|-------|---------|----------|--------------|----------|----------------|----------|
|       | 0–10 см | 10–20 см | 0–10 см      | 10–20 см | 0–10 см        | 10–20 см |
| 5     | 34      | 4        | 29           | 10       | 28             | 10       |
| 20    | 23      | 17       | 19           | 10       | 21             | 10       |
| 60    | 22      | 12       | 9            | 13       | 13             | 12       |
| 90    | 18      | 11       | 6            | 7        | 7              | 9        |

Убыль содержания НП в слое почвы 0–10 см происходила также в результате вымывания НП в нижележащие почвенные слои (табл. 2). Снижение содержания НП в слое 0–10 см сопровождалось возрастанием их количества в слое 10–20 см. Особенно четко это происходило в варианте с НП без мелиорантов, где процессы биодеструкции углеводородов замедленны. В вариантах с мелиорантами заметная деструкция НП происходила и в слое почвы 10–20 см.

*Эмиссия почвой CO<sub>2</sub>*. Почвенный покров играет важную роль в газовом режиме атмосферы планеты. Почва поглощает богатый кислородом атмосферный воздух и выделяет CO<sub>2</sub>. Поэтому газообмен между почвой и атмосферой называют "дыханием" почвы. По оценкам В.Н. Кудярова с соав. [5], эмиссия CO<sub>2</sub> почвой составляет 3,6 Гт/год, включая микробное дыхание (2,8 Гт/год), дыхание беспозвоночных животных и корней растений, а также выделение CO<sub>2</sub> в результате минерализации растительных остатков и других органических веществ (оставшиеся 0,8 Гт/год). Как видно из приведенных данных, основной вклад в эмиссию CO<sub>2</sub> почвой принадлежит микроорганизмам. Техногенную эмиссию CO<sub>2</sub> авторы оценили в 0,6 Гт/год, т.е. дыхание почвы является основным источником CO<sub>2</sub> в атмосфере.

По количеству выделенного CO<sub>2</sub> можно судить об интенсивности процесса

деструкции НП и биологической активности почвы. Чем интенсивнее биологические процессы в почве и выше в ней содержание органического вещества, тем больше почва выделяет  $\text{CO}_2$ .

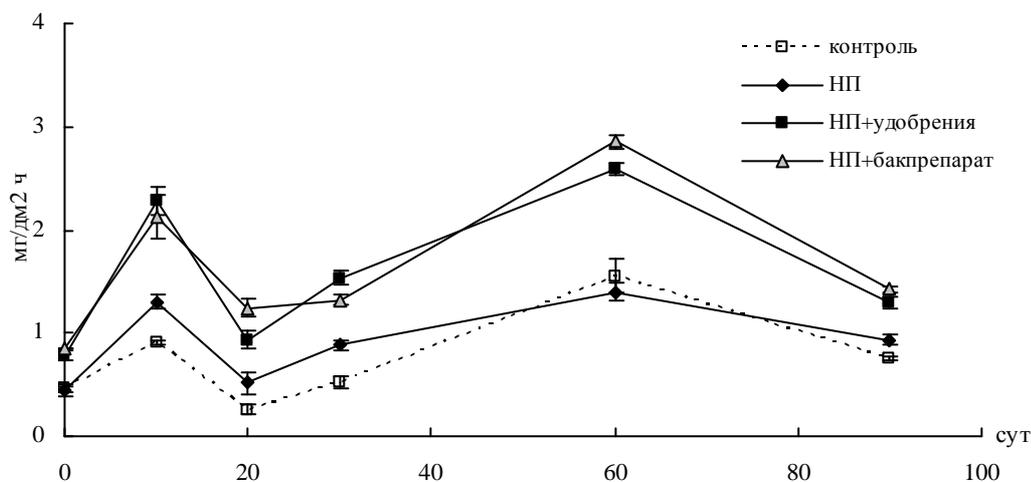


Рисунок 4 – Эмиссия  $\text{CO}_2$  ( $\text{мг/дм}^2$  в час) окультуренной почвой под паром в опыте с нефтепродуктами

Полученные данные свидетельствуют, что при внесении дополнительного органического вещества в виде НП (до определенной концентрации) интенсивность почвенного дыхания возрастает (рис. 4). Достоверно различие (в течение 40 сут) даже между вариантами: почва без НП – почва+НП (без мелиорантов), т.е. почва, снабженная дополнительным источником углерода, выделяла больше углекислоты. Наиболее интенсивно выделялся почвой  $\text{CO}_2$  в вариантах с удобрениями и бактериальным препаратом.

Максимально в этих вариантах в июле месяце ( $t$  воздуха  $19,4^\circ$ ,  $t$  почвы  $17,5 - 18,7^\circ$ ) выделялось до  $3 \text{ мг/дм}^2 \text{ CO}_2$  в час, т.е.  $300 \text{ мг}$  на  $1 \text{ м}^2$ , в контроле – в два раза меньше. Через 10 сут после внесения НП их содержание в слое почвы 0–10 см снизилось на 40 % от исходной величины, и почвы из сильнозагрязненных перешли в разряд умеренно загрязненных. В них значительно возросла численность и активность микроорганизмов. **Значит, умеренно загрязненные НП почвы становятся источником дополнительного поступления в атмосферу диоксида углерода, являющегося парниковым газом.** Процессы деструкции нефтепродуктов ведут к увеличению эмиссии углерода в атмосферу.

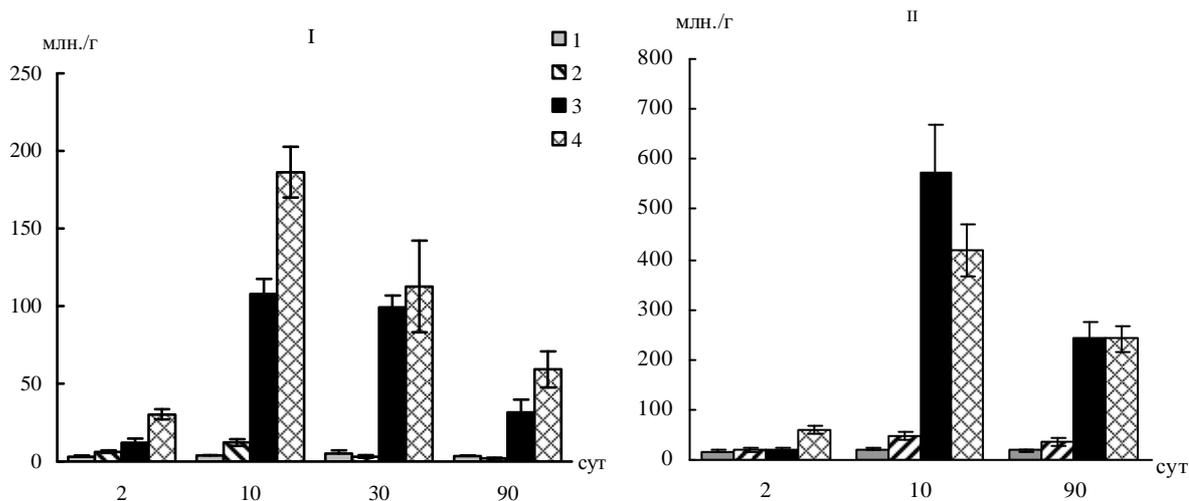
С другой стороны на загрязненных нефтью и НП почвах происходит ингибирование или полная гибель растений, подавляется или полностью исключается процесс фотосинтеза, в результате которого  $\text{CO}_2$  поглощается из атмосферы. Таким образом, на загрязненных углеводородами почвах **снижается сток углерода в экосистемы**, способность ассимилировать атмосферный углерод растительностью. **Происходит нарушение обоих глобальных почвенно-экологических процессов – эмиссии и стока диоксида углерода.**

Основным источником  $\text{CO}_2$ , выделяемого в атмосферу почвой без растений (под паром), являются микроорганизмы. Отмечена высокая корреляционная зависимость между численностью сапротрофных бактерий и респираторной активностью ( $r = 0,84 \pm 0,14$ ). Максимум этих показателей выявлен на 10-е сутки после внесения НП. Подъем дыхательной активности наблюдается также после повторного внесения в почву бактериального препарата и мелиорантов – после 20 суток.

**Микроорганизмы при загрязнении почвы нефтепродуктами.** Нефтепродукты оказывают как прямое воздействие на почвообитающие организмы, так и косвенное, существенно изменяя физико-химические свойства почвы [6-12]. Большинство авторов

отмечают, что в умеренных дозах нефтепродукты стимулируют развитие почвенных бактерий.

В наших опытах внесение в почву НП даже в такой высокой концентрации стимулировало размножение бактерий (рис. 5). Количество углеводородокисляющих бактерий (УОБ) во всех вариантах с НП и во все сроки отбора образцов было достоверно выше ( $t = 3,4 - 8,6$ ;  $t_{0,5} = 2,26$ ), чем в контроле. Численность сапротрофных бактерий в варианте с НП без мелиорантов через 2 и 10 сут превышала в 2–3 раза ( $t = 2,8 - 3,9$ ;  $t_{0,5} = 2,26$ ) количество бактерий в контроле. Однако со временем (через 30...90 сут) их численность снизилась в 1,5 раза относительно контрольных значений. Внесение мелиорантов поддерживало высокую численность сапротрофных бактерий во все сроки наблюдений. Наибольшее их количество отмечено в варианте с внесением бактериального препарата.



I – сапротрофные бактерии; II – углеводородокисляющие бактерии. 1 - почва без НП; 2 - почва с НП; 3 - почва с НП + удобрения; 4 - почва с НП+ бактериальный препарат

Рисунок 5 – Количество ( $10^6$  КОЕ/г) сапротрофных (I) и углеводородокисляющих бактерий (II) в эксперименте с нефтепродуктами на окультуренной почве

*Потенциально патогенные грибы (ППГ) при загрязнении почвы нефтепродуктами.* Рядом исследователей было отмечены отрицательные изменения, происходящие в структуре микробных сообществ при загрязнении почвы нефтяными углеводородами. Так, в них возрастает доля потенциально патогенных грибов (ППГ) [13–17], способных вызывать заболевания органов дыхания, кожных покровов, а также различные аллергические реакции [18, 19].

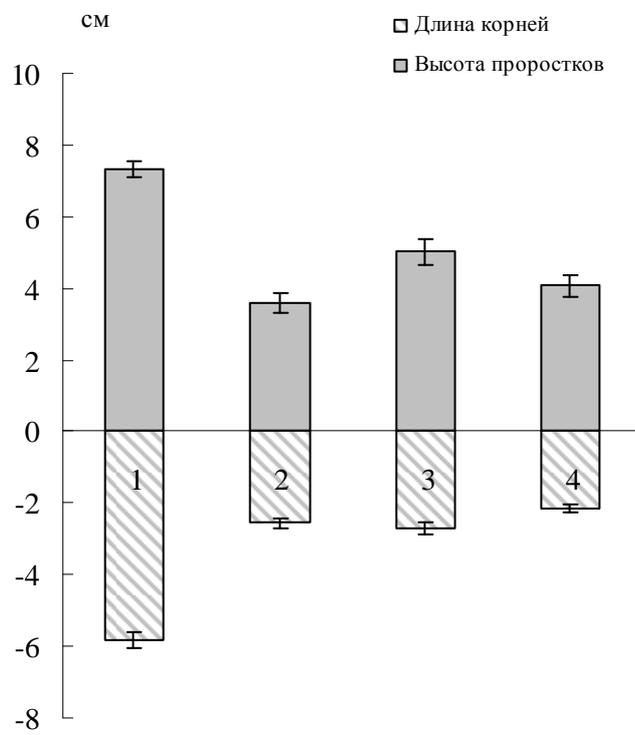
В фоновых условно чистых почвах доля ППГ может достигать 45 % от общего числа выявленных видов. В почве, загрязненной ДТ, их доля возрастает на 20 % по сравнению с «чистыми» почвами. Причиной этого может быть высокая экологическая выносливость ППГ, их способность жить в самых разнообразных условиях среды. Разнообразие ферментных систем ППГ позволяет им утилизировать различные субстраты.

Из почв, загрязненных ДТ, выделено 22 вида грибов, относящихся к группе потенциально патогенных. Эта группа представлена родами *Alternaria*, *Aspergillus*, *Aureobasidium*, *Geomyces*, *Gibberella*, *Fusarium*, *Humicola*, *Lecanicillium*, *Mucor*, *Penicillium*, *Phoma*, *Rhizopus*, *Scopulariopsis*, *Trichoderma* и *Ulocladium*. Наибольшее количество видов относится к рр. *Penicillium* (4), *Mucor* (3), *Lecanicillium*, *Phoma* и *Trichoderma* (по 2), остальные роды представлены по 1 виду.

В составе комплекса грибов загрязненной почвы были выделены условно патогенные виды, которые не встречались в чистой почве: *Alternaria alternata*, *Aspergillus fumigatus*, *Aureobasidium pullulans* var. *pullulans*, *Fusarium moniliforme* f.

*moniliforme*, *Penicillium miczynskii* и *Ulocladium consortiale*.

**Фитотоксичность почв при загрязнении почвы нефтепродуктами.** Растения, как высшие эукариотные организмы, чувствительнее к углеводородам нефти, чем микроорганизмы, обладающие функцией деградации многих органических соединений. В лабораторных условиях определяли токсичность почвы по отношению к тест – объекту проросткам пшеницы через 10 сут после загрязнения почвы (рис.6).



1 – контроль - почва без НП; 2 – почва + НП;  
3 – почва + удобрения; 4 – почва + НП + бактериальный препарат

Рисунок 6 – Фитотоксичность загрязненных почв

Спустя 10 сут после загрязнения почвы высота проростков и длина корней в вариантах с добавлением НП была в 1,5 – 2 раза ниже контрольных значений ( $t = 5,5 - 14,5$  при  $t_{0,001} = 3,29$ ;  $n = 90$ ). Однако нам удалось подобрать растения, обладающие высокой устойчивостью к загрязнению нефтепродуктами в условиях Кольского Севера: двукосточник тростниковидный (*Phalaroides arundinace* (L.) Rauschert.), овсяница луговая (*Festuca pratensis* Huds.), тимофеевка луговая (*Phleum pratense* L.), волоснец песчаный (*Leymus arenarius* (L) Hochst). Из перечисленных растений следует особенно выделить двукосточник тростниковидный, дающий высокую вегетативную биомассу и зрелые семена в условиях Заполярья (рис. 7). Применение на нефтезагрязненных почвах представителей бобовых растений, например лядвенца рогатого (*Lotus corniculatus* L.s.l.) и козлятника восточного (*Galega orientalis* Lam.), характеризующихся средней устойчивостью к нефтезагрязнению, будет улучшать плодородие почвы за счет обогащения ее биологическим азотом.

Фиторемедиация – выращивание на загрязненных почвах устойчивых видов растений – имеет несколько положительных аспектов. Растения стимулируют развитие ризосферных бактерий и грибов-деструкторов нефти и НП, экзоферменты растений могут осаждают, связывать и деградировать органические загрязнители. Растения иммобилизуют загрязнители, адсорбируя их на своих корнях, осуществляя процесс фитостабилизации, создавая локальные ниши для активной деструкционной работы микроорганизмам [20].

**Заключение.** Исследованы процессы очищения доминирующих на Кольском

полуострове подзолистых почв при значительном загрязнении их нефтепродуктами (дизельной топливом и мазут). Для восстановления загрязненной почвы использовали минеральные и органические удобрения и бактериальный препарат, приготовленный на основе местных штаммов углеводородокисляющих бактерий. Периоды очищения почв от нефтепродуктов определены по снижению концентрации НП и показателям биологической активности почвы – динамике численности бактерий и эмиссии почвой CO<sub>2</sub>. Внесение в почву НП даже в такой высокой концентрации (10 л/м<sup>2</sup>) стимулировало размножение бактерий. За 3 месяца теплого периода года (июнь-август) в варианте без мелиорантов содержание НП снизилось на 59 % от исходного уровня, в вариантах с мелиорантами – на 84–86 %. Стимуляция жизнедеятельности аборигенных микроорганизмов дополнительными источниками питания (внесение минерального и органического удобрения) оказалась не менее эффективным приемом биоремедиации загрязненной нефтепродуктами почвы, чем внесение бактериального препарата, требующего немалых финансовых вложений.

На загрязненных углеводородами почвах происходит нарушение глобальных почвенно-экологических процессов – эмиссии и стока диоксида углерода. Снижается сток углерода в экосистемы из-за ингибирования роста и развития растений и снижения способности ассимилировать атмосферный углерод угнетенной растительностью в процессе фотосинтеза. Возрастает эмиссия углерода в атмосферу в результате деструкции нефтепродуктов и активизации процессов дыхания у микроорганизмов. Загрязненные нефтепродуктами почвы становятся источником дополнительного поступления в атмосферу диоксида углерода. Связь между углеродом, микробными популяциями и загрязняющими веществами – уникальный аспект почвенно-экологических исследований.

При загрязнении почвы нефтепродуктами изменяется структура микробных сообществ, в частности, в грибном сообществе возрастает доля потенциально патогенных грибов. Подобран ассортимент растений для фитомелиорации почв, загрязненных нефтепродуктами, в условиях Кольского Севера.

*Исследования выполнены при финансовой поддержке международной программы СЕТИА КО-187 «Coastal environment, technology and innovation in the Arctic», программы фундаментальных исследований Президиума РАН «Живая природа: современное состояние и проблемы развития». Подпрограмма «Биоразнообразие: состояние и динамика».*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Практикум по агрохимии. 2-е изд., М.: МГУ, 2001.
2. Методика ПНД Ф 16.1:2.2.22-98.
3. Методы почвенной микробиологии и биохимии. М.: МГУ, 1991.
4. В.А. Мязин, Г.А. Евдокимова. Биологическая активность почв северных приполярных областей при загрязнении нефтепродуктами. Инженерная экология. 1, 2012.
5. В.Н. Кудеяров, Г.А. Заварзин, С.А. Благодатский, А.В. Борисов, П.Ю. Воронин и др. Пулы и потоки углерода в наземных экосистемах России. М.: Наука, 2007.
6. Е.В. Лебедева, И.Г. Каневская, Г.И. Трилесник. Влияние нефтехимических загрязнений на микромицеты почвы. Вестн. ЛГУ 3 (4), 1988.
7. В.С. Гузев, С.В. Левин, Г.И. Селецкий, Е.Н. Бабьева, и др. Роль почвенной микробиоты в рекультивации нефтезагрязненных почв. Микроорганизмы и охрана почв. М.: Изд-во МГУ, 1989.
8. M.O. Benka-Coker, J.A. Ekundayo. Applicability of evaluating the ability of microbes isolated from an oil spill site to degrade oil, Environ. Monit. and Assess. 45 (3), 1997.
9. R.S. Stewart. Distribution of multiple oil tolerant and oil degrading bacteria around a site of natural crude oil seepage. Tex. J.Sci. 49, 1997.
10. S.R. Peressutti, O.H. Pucci. Dynamic of oil-degrading bacteriocenosis from Patagonia soil in: Proceedings of Latin-American Biodeterior. and Biodegrad.Symposium (LABS),

- Buenos Aires, 49 (1), 2002.
11. Г.А. Евдокимова, Н.П. Мозгова, М.В. Корнейкова, Е.М. Ахтулова, И.В. Михайлова. Воздействие загрязнения почв дизельным топливом на растения и ризосферную микробиоту на Кольском Севере. *Агрохимия* 12, 2007.
  12. О.Е. Марфенина, Г.М. Фомичева. Потенциально патогенные мицелиальные грибы в среде обитания человека; современные тенденции. *Микология сегодня*. М: Национальная академия микологии. 2007.
  13. P.S. Flippin, Ch. Smith, M.N. Mickelson. Fusarium growth supported by hydrocarbons. *Appl. Microbiol.* 2, 1964.
  14. А.В. Зачиняева, Е.В. Лебедева. Микромицеты загрязненных почв Северо-Западного региона России и их роль в патогенезе аллергических форм микозов. *Микология и фитопатология* 37 (5), 2003.
  15. Н.А. Киреева, А.М. Мифтахова, М.Д. Бакаева, В.В. Водопьянов. Комплексы почвенных микромицетов в условиях техногенеза. Уфа: Гилем, 2005.
  16. О.Е. Марфенина. Антропогенная экология почвенных грибов. М.: Медицина для всех, 2005.
  17. Г.А. Евдокимова, Н.П. Мозгова, И.В. Михайлова. Способы биоремедиации почв Кольского Севера при загрязнении дизельным топливом. *Агрохимия* 6, 2008.
  18. Hoog G.S., Guarro J., Gene' J., Figueras M.J. Atlas of clinical fungi. University Rovira i Virgili: Tarragona, Spain, 2000.
  19. Д.А. Саттон, А.В. Фотергилл, М.Г. Ринальди. Определитель патогенных и условно патогенных грибов. М.: Мир, 2001.
  20. Bioremediation: Phytoremediation. Режим доступа:  
<http://www.colorado.edu/engineering/civil/CVEN4474/resources/>

## **THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE ARCTIC: ENVIRONMENTAL ISSUES AND POTENTIAL SOLUTIONS**

*Camus L.<sup>1,2</sup>, Bambulyak A.<sup>1</sup>, Dahle S.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Akvaplan-niva, Tromsø, Norway

<sup>2</sup>University of Tromsø, Norway

In the last decade, in the search for new oil field, the oil and gas industry has been moving Northward into the Barents Sea, in both parts, the Norwegian and Russian sectors. As these industrial activities increase in the Arctic, there are increasing risks for accidental discharges of crude oil. Such accident can be pipeline leakages, well blow out, oil transfer at terminals, ships running aground etc. Also, operational discharges may take place in the Barents Sea under the form of produced water and/or drilling wastes.

The Barents Sea is characterized by open "warm" water in the south with coastline made of fjords, while the north part is open cold water with seasonal ice. The Barents Sea is inhabited by specific fauna, for instance, sponge and cold water coral in the south west and sea ice species in the North, and is characterized by the presence of the seasonal sea ice that can cover up to 70 % of the sea. In this talk, the environmental features of the Barents Sea and associated issues posed by the industry will be reviewed.

Ongoing research in biology and technology to propose solutions to manage potential industrial impacts will be presented. Overall, the regional differences in term of biology and legislation of the Barents Sea call for specific regional environmental concern and solutions.

## ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИКИ РЫБНОГО СООБЩЕСТВА В УСЛОВИЯХ ХРОНИЧЕСКОГО НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

*Захаров А.М.<sup>1</sup>, Лукин А.А.<sup>2,3</sup>, Шарова Ю.Н.<sup>4</sup>*

<sup>1</sup>Институт биологии Коми научного центра УрО РАН, г. Сыктывкар

<sup>2</sup>Институт проблем промышленной экологии Севера КНЦ РАН, г. Апатиты

<sup>3</sup>Отдел управления биологическими ресурсами Архангельского научного центра УрО РАН, г. Архангельск

<sup>4</sup>Институт водных проблем Севера Карельского НЦ РАН, г. Петрозаводск

Аннотация. В течение 15 лет проводились наблюдения за состоянием рыбного сообщества на р. Колве (Россия) испытывающей хроническое загрязнение нефтью. Установлено, что в результате такого воздействия ядро рыбного сообщества изменяется. На смену представителям семейства сиговых приходят карповые и окуневые, занимая в сообществе от 50 до 85 % от общего числа видов. Судя по всему, эти изменения носят долговременный характер.

Бассейн р. Печоры с его территорией водосбора, составляющей 327 тыс. км<sup>2</sup> – один из крупнейших на Северо-Западе России. На этой территории расположена Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, что определяет повышенную антропогенную нагрузку на регион, связанную с добычей нефти и газа и его транспортировкой. Руслу р. Печоры и ее притоков пересекают многочисленные нефтепроводы, аварии на которых – нередкое явление. Поэтому нефтяное загрязнение – одна из наиболее острых проблем для экосистемы р. Печоры и ее притоков. Наши исследования в конце 90-х гг. прошлого века и начале нынешнего показали, что антропогенная нагрузка на водосборный бассейн р. Печоры, за счет освоения новых территорий, многократно увеличилась по сравнению с 1960–1970 гг. Последние два десятилетия характеризуются целой серией довольно крупных аварий на нефтепроводах в этом районе. Крупнейшая из них произошла в бассейне наиболее крупного печорского притока р. Усы в августе 1994 г., когда потери сырой нефти составили по разным подсчетам от 100 до 200 тыс. тонн (Захаров, Шубин, 1996, Лукин и др., 2000). В результате аварийного выброса нефти достаточно сильно пострадали р. Уса (приток I порядка) и ее правобережный приток – р. Колва (приток II порядка).

Говоря о проблемах нефтяного загрязнения, можно услышать абсолютно разные мнения, зачастую диаметрально противоположные, об опасности разливов нефти для природных экосистем, поэтому реальную картину происходящих изменений можно получить только при условии длительных наблюдений. С этой точки зрения р. Колва, которая испытала не только гигантское поступление сырой нефти в ее русло (1994–1995 гг.), но и продолжает испытывать хроническое загрязнение нефтепродуктами, может служить модельным водоемом для проведения исследований подобного рода.

Цель работы – оценить изменения рыбного сообщества р. Колвы в условиях хронического нефтяного загрязнения.

Физико-географическая характеристика района, материал и методы исследований. Река Колва является правым притоком реки Усы (бассейна Печоры) и протекает по территории Ненецкого автономного округа и Республике Коми, Ее длина 546 км, площадь водосборного бассейна 18,1 тыс. км<sup>2</sup> (рис. 1).

В основу работы положены материалы, собранные в 1995 – 1998 гг. и в 2004 – 2008 гг. в нижнем течении р. Колва. После разлива нефти в 1994 – 1995 гг. именно в нижнем течении р. Колвы отмечались наиболее загрязненные водные участки и проводились активные работы по очистке воды, дна и береговых склонов. Собранные нами данные сравнивались с исследованиями середины прошлого века, когда качество вод было природным. На выбранном участке реки лов рыбы производился неводом, в двух точках. Участки выбирались таким образом, чтобы работы с неводом можно было

проводить в разные периоды открытой воды, даже при сравнительно ее высоком уровне.

Лов рыбы осуществляли тягловым неводом длиной 50 м с ячейей в приводе 6 мм. Длина тони была стандартной, около 100 м, захват неводом прибрежной части – 20 м. При этом площадь захвата акватории реки составляла около 1000 м<sup>2</sup>. Кроме неводного лова использовали разноразмерные ставные сети, с ячейей 20, 25, 30, 35, 40 и 45 мм, которые выставлялись в русле реки с наименьшими скоростями течения. У отловленных рыб определяли длину, массу, пол, стадию зрелости гонад, возраст по чешуе и отолитам. Общее количество рыб разных видов, взятых на биологический анализ, составляет 300 экземпляров.

Гидрохимия. Хроническое загрязнение р. Колвы нефтепродуктами наблюдается на протяжении последних 30 лет. Так, уже в 1979 – 1983 гг. отмечались максимальные концентрации нефтепродуктов, превышающие рыбохозяйственные ПДК (0,05 мг/л) боле чем в 5 раз (Беренбойм и др., 2000) В 90-е годы средние концентрации нефтепродуктов здесь превышали норму от 2 до 8 раз, а максимальные достигали 72 ПДК. В настоящее время концентрации нефтепродуктов в водах р. Колвы, в связи с организованной службой ликвидации аварийных разливов нефти, находится ниже или на уровне установленных рыбохозяйственных ПДК. Однако в течение года регистрируется превышение этих показателей на уровне 1 – 5 ПДК. Река Колва за 20-летний период неоднократно подвергалась нефтяному загрязнению (Государственный доклад о состоянии окружающей среды Республики Коми, 2007 г.).

Таким образом, р. Колва на протяжении многих лет испытывает хроническое загрязнение нефтепродуктами и их производными.

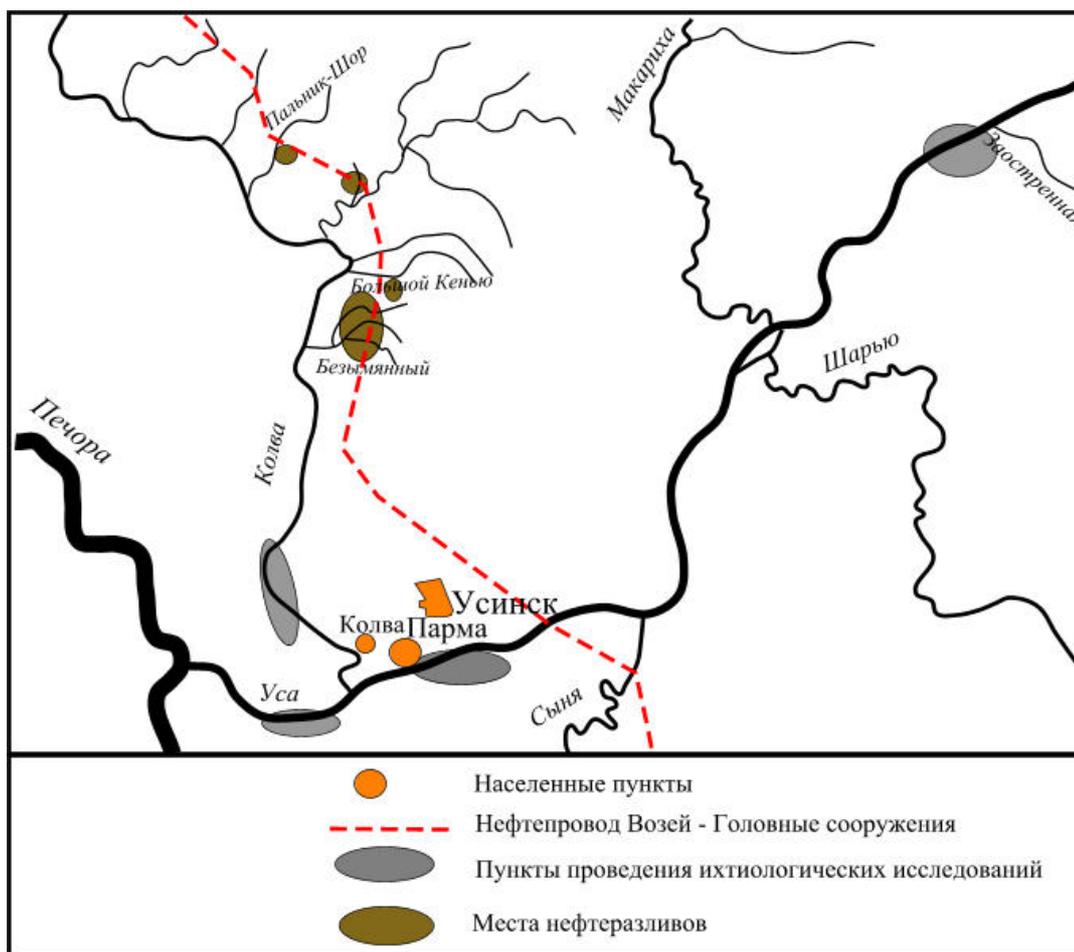


Рисунок 1 – Район исследования и точки отбора проб

Видовой состав и структура рыбного населения. Ихтиофауна рыбного сообщества р. Колвы представлена 18 видами рыб, которые весьма неравномерно распределены по акватории водосборного бассейна (табл. 1). Можно выделить три условно-географические зоны, отличающиеся доминирующими видами.

1. Озерно-речные системы (например, Колвинские тундровые озера), ядро рыбного сообщества в которых составляют сиг, чир, пелядь, щука, плотва, окунь.

2. Система малых притоков и ручьев, для которых характерны хариус, щука, окунь, голянь.

3. В самой Колве по численности преобладают ряпушка, образующая жилые формы, язь, плотва, окунь, голянь. Кроме того, русло Колвы является путем нерестовых и нагульных миграций для сиговых по системе "озера – р. Колва – р. Уса", поэтому в контрольных уловах в основном русле реки часто в больших количествах присутствует молодь сига.

В последнее десятилетие структура рыбного населения реки в ее нижнем течении претерпела серьезные изменения. В середине XX века в ихтиофауне отмечались 18 видов рыб. Доминирующими по численности видами являлись представители семейства сиговых – сиг - пыжьян и европейская ряпушка. До конца XX века состав и структура рыбного населения практически не изменялась. В неводных и сетных уловах, проведенных в 1995 г. (поставарийный период), по-прежнему встречались 18 видов рыб. Но после 1995 г. отмечается снижение видового разнообразия рыб, которое продолжается до настоящего времени. В 2000 г. общее количество видов рыб, зарегистрированных в уловах, снизилось до 12. Из состава уловов выпали такие виды, как нельма, пелядь, карась и некоторые другие (табл. 1).

Таблица 1 – Видовой состав рыб в уловах на контрольном участке р. Колва в разные годы

| Вид рыбы           | 1956 год | 1995 год | 2000 год | 2005 год | 2007 год |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Сиг                | +        | +        | +        | +        | +        |
| Чир                | +        | +        | +        | -        | -        |
| Ряпушка            | +        | +        | +        | +        | +        |
| Пелядь             | +        | +        | -        | -        | -        |
| Нельма             | +        | +        | -        | -        | -        |
| Хариус             | +        | +        | +        | +        | +        |
| Язь                | +        | +        | +        | +        | +        |
| Плотва             | +        | +        | +        | +        | +        |
| Окунь              | +        | +        | +        | +        | +        |
| Карась             | +        | +        | -        | -        | -        |
| Голянь             | +        | +        | +        | +        | +        |
| Ерш                | +        | +        | +        | +        | +        |
| Голец (усатый)     | +        | +        | -        | -        | -        |
| Подкаменщик        | +        | +        | +        | -        | -        |
| Налим              | +        | +        | +        | -        | -        |
| Щука               | +        | +        | +        | +        | +        |
| Минога             | -        | +        | -        | -        | -        |
| Колюшка девятиглая | +        | +        | -        | -        | -        |

Эти виды не являлись преобладающими в рыбном сообществе, и поэтому интерес вызывает сравнение видов обычных для русловой части реки. По результатам обловов, в р. Колва до 2000 г., ядро рыбного сообщества составляли хариус, сиг, ряпушка, чир, плотва, окунь, щука, язь и налим. В 2005 – 2007 гг. в составе уловов зафиксировано лишь 9 видов рыб. Не встречались такие виды как чир, нельма, пелядь и обыкновенный подкаменщик. Таким образом, состав уловов за прошедшие 60 лет

изменился (табл. 1).

Следует заметить, что видовой состав, слагающий ядро рыбного сообщества в период с 2000 по 2007 гг. остается по-прежнему стабильным, и представлен ряпушкой, сигом, язем, ершом и окунем. Щука, обыкновенный голянь и хариус и раньше не отличались высокой численностью. Однако анализ долевого участия видов в уловах показывает изменения не только видового разнообразия, но количественные изменения.

В период с 1997 по 2005 гг. на исследуемых участках нижнего течения р. Колвы доля ряпушки в уловах снизилась с 85 до 0,7 % и с 63,8 до 7,5 % соответственно. Нельма в 2005 г. в уловах не отмечена, а относительная численность неполовозрелых сигов на 2-м контрольном участке снизилась с 12,1 % в 1997 г. до 5,0 % в 2005 г. На первом контрольном участке в 2005 г. молодь сига не отмечена вовсе. В то же время резко выросла в уловах на обоих контрольных участках доля ерша с 6,3 до 84,7 % и с 1,7 до 47,5 % соответственно. Заметное место в структуре уловов стал занимать язь (до 11,7 %). В 2005 г. отмечается увеличение относительной численности голяня и окуня. Таким образом, ранее доминирующие по численности сиговые рыбы (сиг и жилая форма ряпушки), к 2005 г. уступили лидерство представителям семейства окуневых (ерш и окунь) и карповых (язь и голянь).

Сравнительный анализ состава уловов в 2007 г. показал, что относительная численность разных видов рыб или их доля в контрольных уловах изменилась (рис. 1).

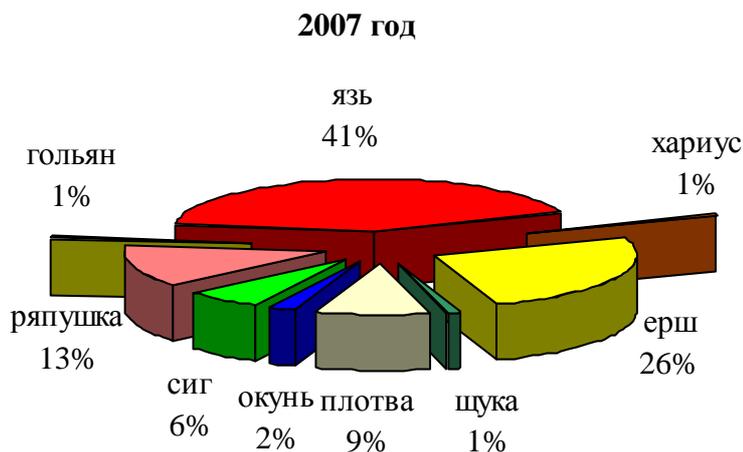


Рисунок 1 – Видовой состав и структура уловов рыб

По сравнению с 2005 г., в 2007 г. на контрольном участке Колвы значительно выросла доля ряпушки (с 1 до 13 %), язя (с 12 до 41 %) и плотвы (с 0,1 до 9 %). В неводных уловах в 2005 г. не были зафиксированы сиви, однако, в 2007 г. их доля в уловах составила 6 %. В 2007 г. в составе уловов был зафиксирован также 1 экземпляр европейского хариуса. Численность голяня, окуня и щуки в 2007 г. оставалась относительно низкой.

Анализ возрастной структуры разных видов рыб из уловов 1955, 1995 и 2007 годов показал, что последние 15 лет произошло резкое омоложение группировок практически всех видов рыб, обитающих в нижнем течении р. Колва.

Эти наблюдения относятся не только к доминирующим по численности видам, которые всегда определяли состав уловов (прежде всего сиг, ряпушка, язь, плотва, окунь, щука), но и к видам, относящимся к малочисленным – чир, пелядь. В уловах отмечается уменьшение количества возрастных групп, снижение предельного возраста рыб и увеличение доли младшевозрастной группы. Так, например, средний возраст плотвы в уловах 1955 г. составлял 7+ (при возрастном ряде от 2+ до 11+), а в 1995 г.

основу уловов представляли рыбы 5+ (возрастной ряд от 4+ до 7+). В уловах 2007 г. средний возраст плотвы снизился до 4+ (возрастной ряд от 2+ до 7+). Аналогичная картина наблюдается при анализе возрастной структуры уловов окуня, сига, щуки и язя, то есть, видов, относящихся в данном районе к основным промысловым видам.

**Заключение.** Изменение состава и структуры рыбного населения на загрязненном участке р. Колва и смена доминирующих видов демонстрирует высокую чувствительность сиговых рыб к действию нефтепродуктов. Причинами сокращения численности этих видов может быть как прямое воздействие нефтепродуктов и их производных на организм рыб, так и косвенное. Если в период пищевых или нерестовых миграций в воде присутствует значительное количество нефтепродуктов, рыбы могут просто не пойти на места нагула или к местам нерестилищ, что впоследствии приведет к сокращению их численности. В этом случае преимущество получают рыбы более устойчивые к данному типу загрязнения. В р. Колве такими видами являются представители семейства карповых (язь) и окуневых (ерш).

С 1955 г. произошло значительное снижение возрастных показателей у исследованных рыб, которое не связано с увеличением промысловой нагрузки. В условиях загрязнения изменяется стратегия жизненного цикла рыб. Исчезновение особей старших возрастных групп, появление большого количества особей младшего возраста, раннее половое созревание, которое отмечалось нами практически у всех исследованных рыб, является типичным примером хронической техногенной нагрузки.

## **МЕТОД ПРЯМОГО РАСЧЕТА ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ В АНАЛИТИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

*Середкин К.А., Коробов В.Б.*

Северо-западное отделение Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН,  
г. Архангельск

Экспертное оценивание параметров окружающей среды уже стало техническим приёмом, для чего разработано несколько различных технологий. В моделях, где используются такие оценки, наиболее значимыми являются весовые коэффициенты, позволяющие получить вклад фактора в конечный результат в численном виде.

Сами весовые коэффициенты можно найти несколькими способами [1, 2], и мы рассматривать их здесь не будем. Наша цель – исследовать, как весовые коэффициенты преобразуются в моделях, представляющие собой аналитические сети (АС).

Смыслом АС является учет взаимных и опосредованных связей между компонентами системы, чего нет – по крайней мере, в явном виде, в остальных методах экспертного оценивания факторов. Если эти связи отобразить стрелками в графическом виде, они будут напоминать рисунок сетей, откуда и возникло название метода.

АС посвящено множество публикаций, но, пожалуй, самый весомый вклад в развитие методик применения АС, как и процедурам экспертного оценивания, внёс американский математик Томас Саати [3]. Им и его учениками разработано несколько алгоритмов количественных оценок весовых коэффициентов этих связей, в основе которых лежит образование так называемой суперматрицы, составленной из частных матриц парных сравнений факторов.

Однако практика применения рекомендуемых Саати методов показала, причем это касается не только построения алгоритмов вычисления весовых коэффициентов при наличии сетевых связей, но и экспертного оценивания в целом, что они не свободны от ряда недостатков, ряд из которых весьма существенен. Перечислим их:

- объективность сравнений при помощи шкалы отношений;
- проблема «идеального эксперта»;

- обнуление значений весовых коэффициентов;
- сложность оценки вклада факторов при конкретных условиях;
- снижение значимости фактора за счёт роста других факторов в группе.

Перечисленных в п. 3 и 4 проблем можно избежать, если отказаться от экспертного оценивания взаимосвязей между факторами и не использовать суперматрицу для корректировки весовых коэффициентов. Достичь этого можно путем прямого расчета влияния одних факторов на другие.

В основу предлагаемого авторами метода положен вероятностный подход и отказ от требования частных перенормировок для выполнения условия равенства единице частных сумм весовых коэффициентов в группе (кластере).

Мы исходим – подчеркнем это еще раз, из сути введения весовых коэффициентов. Их назначение – числовая оценка фактора в конечный результат. Следовательно, если эксперты дали свою оценку вклада факторов, то свою работу они уже выполнили. Если же возникает необходимость дополнительного учета влияния одного фактора на другой, этого можно достичь введением корректирующих множителей, рассчитываемых на вероятностной основе, т.е. принимая во внимание закон распределения весовых коэффициентов, а не путем экспертного оценивания.

Запишем в общем виде формулу влияния одного фактора на другой. Она будет иметь следующий вид:

$$k'_{ij} / k_{mn} = l_{ij,mn} k'_{ij}, \quad (1)$$

где  $k'_{ij}$  – значение весового коэффициента фактора, который оказывает влияние; / – обозначает условие, что фактор  $k_{ij}$  оказывает влияние на фактор  $k_{mn}$ ;  $l_{ij,mn}$  – корректирующий множитель;  $i, m = M$  – номер фактора в группе;  $j, n = N$  – номер группы (кластера). Влияние фактора на самого себя исключается требованием одновременного неравенства индексов  $i \neq m$  и  $j \neq n$ .

На модельных примерах рассмотрим, как можно вычислить корректирующий множитель  $l_{mn,ij}$ . Для расчетов используем закон распределения весовых коэффициентов факторов в группах, указанный в таблице 1. Каждое распределение, представленное в этой таблице, было подобрано применительно к весовым коэффициентам из группы методом максимального правдоподобия: из них были выбраны те, которые имеют минимальную статистику критерия согласия Колмогорова-Смирнова, кроме группы с двумя факторами. Для групп с отличным от представленных в таблице числом факторов используем равномерное распределение:

$$p(k_i) = \frac{1}{M} \quad (2)$$

Таблица 1 – Соответствие распределений весовых коэффициентов и размеров групп

| Количество факторов в группе | Распределение                           | Значение характеристики Колмогорова-Смирнова |
|------------------------------|---|--|
| 3                            | General Extreme Value (GEV)             | 0,290  |
| 4                            | 3-параметричное Вейбулла                | 0,158  |
| 5                            | 3-параметричное Пирсона 5-го типа       | 0,229  |
| 6                            | 3-параметричное логарифмическое Пирсона | 0,183  |
| 7                            | Коши                                    | 0,136  |
| 9                            | Обобщённое Парето                       | 0,180  |

Приведём также таблицу с формулами плотности вероятности для описанных распределений:

Таблица 2 – Плотности вероятности распределений весовых коэффициентов

| Распределение                           | Плотность вероятности распределения   |
|---|---|
| General Extreme Value (GEV)             | $p(k_i) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \exp(-(1 + kz)^{-1/k})(1 + kz)^{-1-1/k}, & k \neq 0 \\ \frac{1}{\sigma} \exp(-z - \exp(-z)), & k = 0 \end{cases}$ <p>где <math>k</math> – параметр формы,<br/> <math>\sigma</math> – параметр масштаба (<math>\sigma &gt; 0</math>),<br/> <math>\mu</math> – параметр сдвига,<br/> <math>z \equiv \frac{k_i - \mu}{\sigma}</math>.</p> |
| 3-параметричное Вейбулла                | $p(k_i) = \frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{k_i - \gamma}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left(-\left(\frac{k_i - \gamma}{\beta}\right)^\alpha\right)$ <p>где <math>\alpha</math> – параметр формы (<math>\alpha &gt; 0</math>),<br/> <math>\beta</math> – параметр масштаба (<math>\beta &gt; 0</math>),<br/> <math>\gamma</math> – параметр сдвига.</p>                          |
| 3-параметричное Пирсона 5-го типа       | $p(k_i) = \frac{\exp(-\beta/(k_i - \gamma))}{\beta \Gamma(\alpha) ((k_i - \gamma)/\beta)^{\alpha+1}}$ <p>где <math>\alpha</math> – параметр формы (<math>\alpha &gt; 0</math>),<br/> <math>\beta</math> – параметр масштаба (<math>\beta &gt; 0</math>),<br/> <math>\gamma</math> – параметр сдвига.</p>  |
| 3-параметричное логарифмическое Пирсона | $p(k_i) = \frac{1}{k_i \beta \Gamma(\alpha)} \left(\frac{\ln(k_i) - \gamma}{\beta}\right)^{\alpha-1} \exp\left(-\frac{\ln(k_i) - \gamma}{\beta}\right)$ <p>где <math>\alpha</math> – параметр формы (<math>\alpha &gt; 0</math>),<br/> <math>\beta</math> – параметр масштаба (<math>\beta \neq 0</math>),<br/> <math>\gamma</math> – параметр сдвига.</p>                      |
| Коши                                    | $p(k_i) = (\pi \sigma (1 + (\frac{k_i - \mu}{\sigma})^2))^{-1}$ <p>где <math>\sigma</math> – параметр масштаба (<math>\sigma &gt; 0</math>),<br/> <math>\mu</math> – параметр сдвига.</p>   |
| Обобщённое Парето                       | $p(k_i) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma} (1 + k \frac{(k_i - \mu)}{\sigma})^{-1-1/k}, & k \neq 0 \\ \frac{1}{\sigma} \exp(-\frac{(k_i - \mu)}{\sigma}), & k = 0 \end{cases}$ <p>где <math>k</math> – параметр формы,<br/> <math>\sigma</math> – параметр масштаба (<math>\sigma &gt; 0</math>),<br/> <math>\mu</math> – параметр сдвига.</p>                                    |

Рассмотрим алгоритм применения метода подробнее:

Случай 1. Влияние одного фактора на другой внутри группы. Рассмотрим группу

А, состоящую из 5 факторов, весовые коэффициенты которых равны  $A_5 = \{0,15; 0,10; 0,25; 0,30; 0,20\}$ . Пусть фактор  $a_1$  влияет на  $a_3$ . Тогда значение фактора  $a_1$  в соответствие с формулой плотности распределения Пирсона из таблицы 2, его значение увеличится на  $k_{A1} = 0,238$  (общий вектор  $K_A = \{0,238; 0,112; 0,235; 0,111; 0,304\}$ ) и станет равной 0,388. По аналогии, для элемента  $a_n$  используется элемент  $k_{An}$  вектора  $K_A$ .

Новый вектор несколько изменится:  $A'_5 = \{0,388; 0,10; 0,25; 0,30; 0,20\}$ . Чтобы сумма всех весовых коэффициентов оставалась равной единице, проводим перенормировку по обычной формуле (в более общем случае такая перенормировка будет проводиться по всем группам, если их несколько):

$$a''_i = \frac{a'_i}{\sum_1^M a'_i}. \quad (3)$$

Окончательные значения будут равны:  $A''_5 = \{0,313; 0,081; 0,202; 0,242; 0,162\}$ .

Обратим внимание на одно важное обстоятельство, характерное для сетевого оценивания весовых коэффициентов: увеличение значения весового коэффициента произошло только для фактора, который влияет на другой (другие) факторы. Все остальные весовые коэффициенты этой группы после нормировки понизили свои значения. Это можно объяснить тем, что фактор, оказывающий влияние на другие факторы, тем самым увеличивает свою роль, и его весовой коэффициент должен повышаться. Соответственно значимость других факторов в количественном виде относительно него снижается. То, что фактор, на который оказывается влияние, снижает свое значение пропорционально своему весу вместе с остальными факторами, имеет свою логику. Когда эксперты оценивают фактор, они принимают во внимание его вклад в конечный результат, независимо от того, как он формируется. Другими словами, условия формирования и проявления фактора не учитываются, оценивается он сам по себе, т.е. влияние на него других факторов оценивается как бы в целом.

Случай 2. Влияние одного фактора на несколько факторов внутри группы. По своему смыслу этот случай принципиально не отличается от предыдущего. Вычисления необходимо проводить по той же схеме: данный фактор последовательно увеличивает свое значение на величину, полученную из расчёта плотности вероятности распределений, а затем производится нормировка. Вектор  $K$  останется таким же, как и в случае 1. Пусть в векторе  $A_5 = \{0,15; 0,10; 0,25; 0,30; 0,20\}$  фактор  $a_2$  влияет на какие-либо два фактора из той же группы. Тогда его значение увеличивается на  $k_{A2} + k_{A2} = 0,112 + 0,112 = 0,224$ . Проведя расчеты и перенормировку, получим  $A'''_5 = \{0,123; 0,265; 0,204; 0,245; 0,163\}$ .

Случай 3. Несколько факторов влияют друг на друга в пределах одной группы. Пусть фактор  $a_1$  влияет на фактор  $a_3$ ,  $a_2$  – на  $a_3$  и  $a_4$ ,  $a_3$  – на  $a_1$ , и  $a_4$  тоже на  $a_1$ . Увеличивая каждый раз влияющий на другие факторы элемент  $n$  на соответствующий коэффициент из вектора  $k_{An}$  ( $a_2$  соответственно на 0,224, поскольку он влияет на два фактора) и проводя общую перенормировку, получим  $A''''_5 = \{0,215; 0,179; 0,268; 0,227; 0,111\}$ . Обратим внимание, что если попробовать получить результаты при помощи метода аналитических сетей, то получим обнуление всех элементов, кроме  $a_1$  и  $a_3$ .

Случай 4. Фактор из одной группы влияет на фактор, принадлежащий другой группе. Этот случай отличается от предыдущих следующими обстоятельствами:

- Перенормировка производится для всех групп одновременно, т.е. значения весовых коэффициентов всех факторов после всех произведенных преобразований для всех групп делятся на их общую сумму.
- Поскольку группы могут иметь веса, то они должны учитываться при расчете новых весовых коэффициентов на этапе после увеличения весовых

коэффициентов при внутригрупповых перетеканиях. Каждый элемент группы умножается на соответствующий весовой коэффициент.

– Значение весового коэффициента  $k'_{ij}$  влияющего фактора рассчитывается по плотности распределения факторов его группы. Стоит отметить, что на коэффициент, взятый из распределения, так же влияет межгрупповой множитель, но только при увеличении элементов групп при межгрупповых взаимодействиях.

Рассмотрим конкретный пример. Введем второй вектор весовых коэффициентов  $B_6 = \{0,1; 0,2; 0,05; 0,25; 0,1; 0,30\}$ . Групповые весовые коэффициенты пусть будут равны 0,3 и 0,7 для векторов  $A$  и  $B$  соответственно. К последнему случаю добавим влияние фактора  $b_4$  на один из факторов группы  $A$ . Промежуточные результаты после расчёта весовых коэффициентов и введения межгрупповых коэффициентов таковы:  $\tilde{A}_5 = \{0,116; 0,097; 0,146; 0,123; 0,06\}$  и  $\tilde{B}_6 = \{0,07; 0,14; 0,035; 0,175; 0,07; 0,21\}$ . Отметим, что коэффициент для  $a_5$  после умножения на межгрупповой весовой коэффициент изменится на  $K_A = \{0,071; 0,034; 0,071; 0,033; 0,091\}$ . Для  $B_6$  сразу использовались коэффициенты с учётом межгруппового перетекания, равные  $K_B = \{0,174; 0,107; 0,126; 0,072; 0,174; 0,046\}$ . Последовательно проведя все расчёты и общую перенормировку, получим:  $\tilde{A}_5 = \{0,215; 0,179; 0,268; 0,227; 0,111\}$  и  $\tilde{B}_6 = \{0,091; 0,181; 0,045; 0,32; 0,091; 0,272\}$ . Обратим внимание, что  $\tilde{A}_5$  и  $\tilde{B}_6$  были нормированы после общей перенормировки.

Случай 5. Внутригрупповое и межгрупповое влияние факторов.

К предыдущему случаю добавим влияние фактора  $a_5$  на один из факторов группы  $B$ . После последовательного проведения всех операций получим  $\tilde{\tilde{A}}_5 = \{0,184; 0,153; 0,23; 0,195; 0,239\}$  и  $\tilde{\tilde{B}}_6 = \{0,091; 0,181; 0,045; 0,32; 0,091; 0,272\}$ .

Расчёт результатов при помощи данной процедуры получил название метод прямых влияний (МПВ).

В качестве иллюстрации применения метода к реальным данным приведём результаты расчёта весовых коэффициентов при помощи МПВ для районирования морских акваторий Белого моря, выполненного под задачу транспортировки нефтяных углеводородов танкерным флотом, а также, для сравнения, данные, рассчитанные при помощи метода аналитических сетей [4] (см. таблицу 3).

Таблица 3 – Результаты расчётов для задачи транспортировки углеводородов

| Факторы                 | МАИ   | МАС   | МПВ   | % МПВ от МАИ | % МАС от МАИ |
|-------------------------|-------|-------|-------|--------------|--------------|
| Взвеси                  | 0,336 | 0,505 | 0,718 | 213,69       | 150,36       |
| Рельеф дна              | 0,324 | 0,259 | 0,186 | 57,41        | 80,09        |
| Устойчивость берегов    | 0,339 | 0,235 | 0,097 | 28,61        | 69,42        |
| Конц. ионов водорода рН | 0,176 | 0,119 | 0,17  | 96,59        | 67,33        |
| Концентрация биогенов   | 0,17  | 0,114 | 0,165 | 97,06        | 67,32        |
| БПК <sub>5</sub>        | 0,175 | 0,118 | 0,169 | 96,57        | 67,33        |
| Кислород                | 0,224 | 0,478 | 0,249 | 111,16       | 213,19       |
| Солёность               | 0,255 | 0,172 | 0,247 | 96,86        | 67,33        |
| Ветер                   | 0,221 | 0,484 | 0,392 | 177,38       | 219,17       |
| Опасные явления         | 0,305 | 0,233 | 0,32  | 104,92       | 76,53        |
| Термический режим       | 0,399 | 0,249 | 0,259 | 64,91        | 62,51        |
| Туман                   | 0,076 | 0,033 | 0,029 | 38,16        | 43,16        |

|                       |       |       |       |        |        |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Ветровое волнение     | 0,136 | 0,159 | 0,164 | 120,59 | 116,55 |
| Лёд                   | 0,159 | 0,178 | 0,368 | 231,45 | 112,23 |
| Приливы               | 0,181 | 0,069 | 0,048 | 26,52  | 38,38  |
| Речной сток           | 0,159 | 0,192 | 0,242 | 152,20 | 120,63 |
| Течения               | 0,245 | 0,333 | 0,086 | 35,10  | 135,83 |
| Фронтальные зоны      | 0,12  | 0,069 | 0,093 | 77,50  | 57,50  |
| Население             | 0,357 | 0,465 | 0,673 | 188,52 | 130,20 |
| Транспорт             | 0,643 | 0,535 | 0,327 | 50,86  | 83,23  |
| Загрязнение атмосферы | 0,132 | 0,090 | 0,093 | 70,45  | 68,39  |
| Загрязнение воды      | 0,18  | 0,387 | 0,251 | 139,44 | 215,13 |
| Биопродуктивность     | 0,14  | 0,096 | 0,098 | 70,00  | 68,39  |
| Морские млекопитающие | 0,071 | 0,049 | 0,05  | 70,42  | 68,39  |
| Нефтяное загрязнение  | 0,239 | 0,163 | 0,167 | 69,87  | 68,38  |
| ООПТ                  | 0,15  | 0,155 | 0,28  | 186,67 | 103,05 |
| Рыбные запасы         | 0,088 | 0,060 | 0,062 | 70,45  | 68,39  |

Выводы. Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что метод прямых влияний в целом даёт непротиворечивые результаты. Сравнивая результаты МАС и МПВ можно отметить, что ранжирование результатов в целом сохранилось за исключением некоторых случаев, что, скорее всего, является результатом воздействия перетеканий.

Очевидно, что метод прямых влияний с введёнными в него распределениями более подходит для решения класса задач, требующих вычисления весовых коэффициентов. Кроме того, метод обладает несомненным преимуществом над МАС – обнуления в нём принципиально невозможны.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Прикладная статистика и основы эконометрики. – М.: ЮНИТИ, 1998. – 1022 с.
2. Коробов В.Б., Тутыгин А.Г. Классификационные методы решения эколого-экономических задач. – Архангельск, Поморский университет, 2010. – 310 с.
3. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2009. – 360 с.
4. Середкин К.А., Коробов В.Б., Тутыгин А.Г. О применении метода аналитических сетей в задачах геоэкологии // Проблемы региональной экологии. – 2012. – № 4.

#### ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ НА ПРИМЕРЕ ШЛАМОНАКОПИТЕЛЕЙ АРХАНГЕЛЬСКОГО ТЕРМИНАЛА

**Петрова А.В.**

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,  
г. Архангельск

Как известно, производственная деятельность нефтедобывающих предприятий оказывает техногенное воздействие на природную среду. Одним из опасных загрязнителей являются нефтешламы. Нефте содержащие отходы, аккумулированные в открытых шламонакопителях, представляют серьезную экологическую опасность из-за эмиссии летучих нефтяных фракций в атмосферу, загрязнения почвенно-растительного покрова и подземных водных горизонтов. В связи с возрастающими требованиями к

охране окружающей среды проблема утилизации нефтешлама приобретает все большую актуальность.

Целью работы является обоснование комплексной технологии утилизации нефтешламов на основании сравнительного анализа и объединения отдельных технологических особенностей существующих методов.

В качестве объекта исследования были выбраны шламонакопители на Архангельском терминале ООО «РН-Архангельскнефтепродукт». На территории Архангельского терминала разрешены три шламонакопителя из шести карт. Четыре из них функционируют с момента основания нефтебазы, т.е. с 1978 г., и в настоящий момент не эксплуатируются, два вновь построены при реконструкции очистных сооружений в 2008 году. Нефтешламы относятся к отходам III класса опасности. Общая площадь шламонакопителей 0,682 га. На Архангельском терминале с объемом резервуарного парка более 270 тыс. м<sup>3</sup> основными источниками образования нефтешлама являются:

- остатки после зачисток резервуаров, представляющие собой осадок из асфальтено-парафиновых отложений, механических примесей (ржавчина), воды и других веществ, отходы, образующиеся в процессе деятельности очистных сооружений.
- крупные и нестандартные включения (камни, древесные изделия, ветошь).

При длительном хранении под воздействием факторов окружающей среды изменяются физико-химические свойства нефтешламов. Кроме этого, с течением времени, под воздействием сил гравитации происходит их разделение на несколько слоев с характерными для каждого из них свойствами.

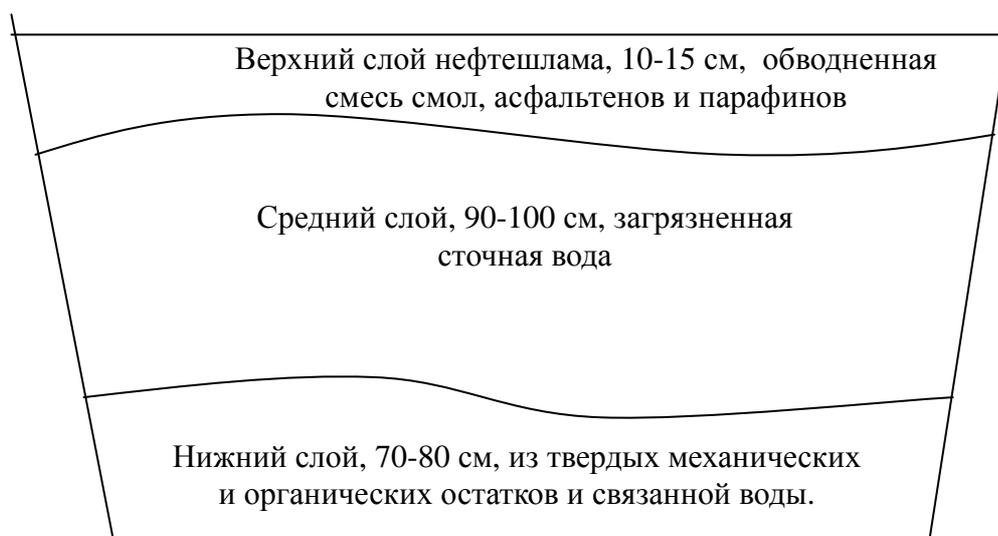


Рисунок 1 – Схема слоев шламонакопителя

Для определения физико-химического и объемно-геометрического состава нефтешлама был проведен анализ разных слоев из четырех карт двух шламонакопителей, выведенных из эксплуатации. Пробы отбирались при максимальном заполнении карт в летне-осенний период.

Результаты лабораторных исследований показали наличие в разрезе 3-х слоев, имеющих между собой границы раздела фаз (рис. 1). Краткая их характеристика сводится к следующему [1, 2]:

1. Верхний слой нефтешлама (высота слоя 10-15 см) представляет собой обводненную смесь смол, асфальтенов и парафинов. Содержание воды в слое 10–17 %. Содержание механических загрязнений 4–5 %.

2. Средний слой высотой 90–100 см содержит в себе значительное количество загрязняющих веществ хозяйственно-бытового происхождения, а присутствие больших

концентраций БПК<sub>5</sub> и азота нитритов указывают на протекание в шламонакопителях процессов гниения и брожения органических остатков. Величина слоя непостоянна и напрямую зависит от количества выпавших атмосферных осадков.

3. Нижний (придонный) слой прудов высотой 70–80 см с нефтешламом имеет консистенцию глины и состоит из твердых механических остатков (ржавчина, ветошь, песок), органических остатков и воды (в связанном состоянии). Содержание нефтепродуктов в слое 20–28 мг/кг грунта.

Высота отметки поверхности нефтешламов в прудах увеличивается по мере выпадения осадков, таяния снегов. С целью предотвращения перелива нефтепродукта и загрязненных вод через бортики шламонакопителя, за высотой среднего слоя установлен постоянный контроль. В случае необходимости, загрязненные воды среднего слоя откачиваются в промливневую канализацию терминала. В результате последовательных операций происходит разбавление и частичная аэрация стока. Затем сточные воды подаются на очистку в блок очистных сооружений. Состав верхнего и нижнего слоев шламонакопителей при этом не изменяются.

Верхний слой шламонакопителей может быть снят при помощи скребковых плавающих механизмов (скиммеров) и направлен в разделочные резервуары блока очистных сооружений, в которых при взаимодействии с водой и подогреве выделяется смесь отработанных нефтепродуктов, которая впоследствии используется в качестве топлива для котельной. Нефтедержащие воды, составляющие, среднюю часть шламонакопителей, как было сказано выше, периодически откачивается в промливневую канализацию и через КНС-38 подается в буферные резервуары очистных сооружений с разбавлением и частичной аэрацией, затем направляется для очистки в блок очистных сооружений.

Наиболее сложен в плане утилизации именно нижний слой шламонакопителей.

С учетом усредненных данных проведенного нами мониторинга нижний, средний и верхний слои составляли (по максимальным значениям) 80–100–15 см соответственно, или в процентных долях 41–51–8 %. Тогда, с учетом того, что общий объем нефтешламов составляет 3900 м<sup>3</sup>, нижний слой будет составлять 1599 м<sup>3</sup> от общего объема, верхний слой составит 312 м<sup>3</sup>.

Унифицированного способа переработки нефтешламов в целях обезвреживания и утилизации не существует. Для эффективного обезвреживания отходов интерес представляют технологии, наносящие минимальный экологический ущерб окружающей среде, имеющие низкие капитальные затраты. В данной работе предлагается использовать способ утилизации шламонакопителей на основе проектных решений, разработанных в АГТУ (САФУ) [2, 3]. Способ имеет согласование Санэпидемнадзором по г. Санкт-Петербургу (2005) и был успешно апробирован в районе п. Варандей при строительстве взлётно-посадочной полосы и на объектах космодрома «Плесецк».

Применение этого способа утилизации нефтешламов, нефтезагрязнённых грунтов основано на термоокислении (полимеризации) тяжёлых углеводородов в тонких плёнках, образуемых при перемешивании их с минеральными частицами. Данная технология при оптимальных энергозатратах на перемешивание, нагрев компонентов полимеризуемой смеси и исключения дорогостоящих вяжущих (цемента, извести, битума и др. материалов) позволяет обезвреживать и отверждать нефтезагрязнённые материалы. Реализация способа предусматривает применение отечественной серийно выпускаемой техники.

После механического открытия в карте шламонакопителя твердой фазы отходов, ее дополнительно обезвреживают в емкости за счет аэрации горячим воздухом (подача горячего воздуха в перфорированные трубы). После чего экскаватором нужно собрать шлам в одну часть емкости, вторую часть высвобождаем под термоокисленный грунт.

Процесс термоокисления нижнего слоя шламонакопителя возможно

осуществить на установке для механического перемешивания компонентов (например, бетоносмеситель) со следующими основными техническими характеристиками:

- производительность на термоокисленную смесь 5 м<sup>3</sup>/час;
- привод барабана - механический;
- возможность подачи пара внутрь барабана;
- стационарная или установленная на автомобильном шасси.

Для уплотнения укладываемого в карту слоя обезвреженных нефтешламов необходимо применение передвижного площадочного вибратора.

Часть шлама загружается в барабан установки для перемешивания, где, в ходе термической обработки, происходит нагрев перемешиваемого шлама до температуры 50–70 °С. Для поддержания требуемой консистенции итогового продукта, возможно добавление в барабан установки вяжущего агента, роль которого может исполнять снятый верхний слой шламонакопителя. При термообработке смесь обезвреживается, переходя в более низкий класс опасности. Затем горячая смесь сливается обратно в шламонакопитель, застывает, и образует оболочку - твердое покрытие. Уплотнение слоев производится площадочным вибратором. При последовательном повторе таких циклов шламонакопитель «утилизирует сам себя». Одна ванна шламонакопителя будет полигоном захоронения, три другие после зачистки будут выполнять функции прудов дополнительного отстоя или пожарных водоемов – в них будет находиться условно чистая вода.

Непосредственно в органических веществах содержание жирных смол и кислот, являющихся активными вяжущими компонентами должно быть не менее 20 мас.%. Учитывая, что содержание нефтепродуктов в твердой фазе шламонакопителя составляет не более 1000 мг/кг, как вяжущую добавку предлагается использовать верхнюю часть шламонакопителя, определив дозу опытным путем с учетом предложений обладателя патента. Учитывая, что неорганическая фаза шламового остатка составляет более 80 %, то песок добавлять не требуется (технология применения может быть скорректирована в ходе практического внедрения метода).

Дозировку, подогрев, перемешивание твердой фазы отходов с органическими веществами, приготовление, термическую обработку смесей следует осуществлять по технической и технологической документации на установки для механического перемешивания.

Учитывая, что слой шлама будет укладываться толщиной не более 30 см, что составит не более 15 % общего объема ванны, можно воспользоваться одной шламовой картой (60 % от общего объема ванны) для утилизации всех шламонакопителей, действовавших с 1978 г.

Для того, чтобы оценить предлагаемую технологию, целесообразно осуществить апробацию на опытной площадке вблизи одной шламовой карты. При проведении эксперимента следует произвести аналитический контроль состава отхода до обезвреживания с определением класса опасности, и определения состава полученного продукта (обезвреженный шлам) с подтверждением класса опасности силами сторонней аккредитованной лаборатории. Также на стадии апробации следует оценить и при необходимости уточнить технологию и оптимизировать режимы обезвреживания, отверждения нефтесодержащих отходов.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Петрова А.В., Плосков Д.Ю.* Определение и анализ физико-химического состава нефтешламов в прудах-отстойниках на Архангельском нефтяном терминале // Наука – Северному региону: сборник материалов научно-технической конференции профессорско-преподавательского состава, научных, инженерно-технических работников и аспирантов по итогам работ за 2010 год. – Архангельск, 2011. – С. 411-415.

2. Савинов Р.А., Калашиников А.В., Конюхов Д.А., Петрова А.В. Анализ и совершенствование методов обращения с отходами бурения скважин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2011. - № 8. – С. 34-36.
3. Способ утилизации отходов нефтегазовой промышленности: пат. 2454440 Рос. Федерация: МПК С 08 J 11/00 (2006/1) / А.В. Калашиников, Д.А. Конюхов, Р.А. Савинов, И.А. Усачев; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Северный (Арктический) федеральный университет (С(А)ФУ) - № 2011100761/05; заявл. 12.01.11; опубл. 27.06.12. – 7 с.

## **OIL SPILL RESPONSE ANALYSIS IN ARCTIC WATERS**

***Singsaas I.***

Department of Oil Spill Research, SINTEF Materials and Chemistry

Oil spill response analysis in Arctic and ice-covered waters can be more complicated than in more temperate and open waters. Distance to existing infrastructure, large diversity in spill scenarios, presence of ice and forecasting of oil spill drift, fate and behavior are among the factors that will complicate such analyses.

SINTEF has developed a scenario-based methodology for conducting oil spill response analysis which includes analysis of a selection of discharge scenarios and may include use of dispersants. This methodology has been developed for open waters. The methodology is based on the use of the OSCAR (Oil Spill Contingency And Response) model. Adaption of this methodology to Arctic and ice-covered waters will be discussed as a basis for decision making for combatting strategies. This will include the potential for use of different countermeasures like mechanical recovery, use of dispersants and *in-situ* burning under these conditions.

References will be made to an ongoing project between the Northern (Arctic) Federal University (NArFU) in Arkhangelsk, SINTEF and DNV. This is a project sponsored by Statoil focusing on research on environmental risks in the process of oil production and transportation in the Arctic and similar conditions. The objective is to identify vulnerable environmental resources, develop and establish methodology for Environmental Risk Assessment and Oil Spill Response Analysis and to integrate this into educational courses.

## **NORWEGIAN-RUSSIAN COLLABORATION FOR THE DEVELOPMENT OF A JOINT COMPETENCE AND KNOWLEDGE BANK**

***Nahrgang J.***

Department of Arctic and Marine Biology, Faculty of Biosciences, Fisheries and Economics, University of Tromsø, Tromsø

Introduction. The Arctic has recently become a centre of attention with increasing human activities and warming of the climate affecting the marine ecosystem. As Arctic sea ice extent has decreased due to warming temperatures, shipping has increased along the Siberian shelf, and boreal species have extended their distributions further north. At the same time, the oil and gas industry is constantly pushing the boundaries of resource exploration northward within the Arctic shelf seas, enhancing the risk of pollution. In this context of increasing anthropogenic pressure in an ecosystem considered fragile and pristine, there is a need to fill important gaps in knowledge regarding the basic biology of Arctic key species and their sensitivity to a combination of human and environmental stress factors, and to ensure that

such new knowledge is implemented in monitoring programmes across the national borders.

COOPENOR (Combined effects of petroleum and the environment on bivalves from the Norwegian-Russian Arctic, [site.uit.no/coopenor](http://site.uit.no/coopenor)) is a project with the goal to provide a unique and holistic understanding of the biology and tolerance of two important Arctic key species to these multiple stresses. The project includes 4 Norwegian (University of Tromsø, Akvaplan-niva, University Centre In Svalbard and Norwegian Institute for Water Research) and 5 Russian partner Institutions (Karelian Research Centre (RAS), Zoological Institute (RAS), St. Petersburg State University, P.P.Shirshov Institute of Oceanology (RAS) and NArFU) and 2 other international institutions (NOAA Climate Program Office, USA and University of Bordeaux, France).

Project description. Blue mussels and Icelandic scallops are considered ideal sentinel species in the coastal and shelf water ecosystems, respectively (Fig. 1). In order to achieve this goal, the project is: (1) characterising the basic biology and ecology of two key bivalve species across different regions of the Arctic, (2) determining their sensitivities to pollutant stress combined with environmental and climatic stress factors across the Barents Sea region, (3) creating a “toolbox” of joint methodologies directly applicable for environmental management in the Norwegian and Russian Arctic, and finally (4) educate young scientists in fundamental and applied modern ecology and ecotoxicology within and for the High North.



Figure 1 - *Mytilus edulis* (left) and *Chlamys islandica* (right)

Three different locations within the Norwegian and Russian Arctic, the Greenland Sea (Svalbard), the South Barents Sea and the White Sea (Fig. 2), all in which the two species occur, are closely monitored over a full annual cycle to describe spatial and temporal changes in the basic biology of these two selected indicator species, as affected by a variety of physical (e.g. light, temperature, ice cover, salinity, oxygen) and biological (e.g. food availability) factors. Indeed, Arctic marine organisms such as bivalves are facing challenging habitats with large seasonal variation in environmental conditions (e.g. food availability, temperature). These organisms show a range of adaptations and compensatory mechanisms to respond to these stresses. The knowledge of the biology of bivalve species in Arctic regions in relation to their environment is critical for their use as sentinel species in environmental monitoring and the use of biomarkers in the assessment of pollution from human activities.

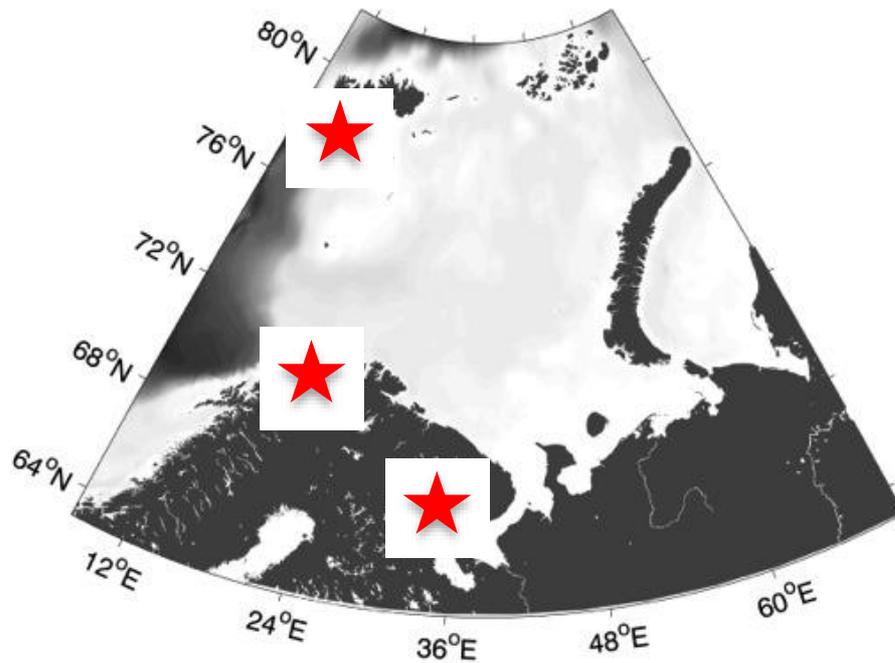


Figure 2 – Study location Greenland Sea (GS), Tromsø Sound (BS) and Kandalaksha Bay (WS)

Preliminary data from the salinity loggers showed that blue mussels are for periods of time exposed to extremely high variations in salinity. These fluctuations are correlated to the tidal currents and expose the organism to changes between seawater and freshwater from the snow melt (Fig. 3).

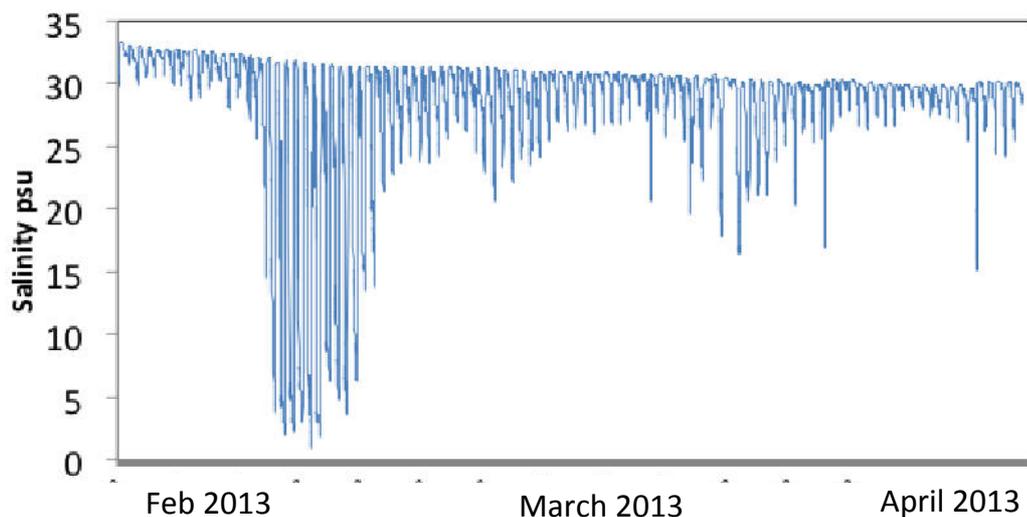


Figure 3 – Salinity records (in psu) of the mussel bed between February and April 2013

The use of nanologgers has also allowing recording temperature differences between the water/air temperature and the temperature inside a shell. In certain regions where summer temperatures are well above 20 degrees Celsius, have shown that the shell of the mussels act like a black body when exposed to air at low tides. Temperatures inside the mussel can therefore reach temperatures far above that of the air. The difference in temperatures was usually within 2 degrees Celsius in Tromsø mussels (Fig. 4, recorded in June 2013), however the use of this technology will be interesting during the winter, when air temperatures can be 10 degrees below zero.

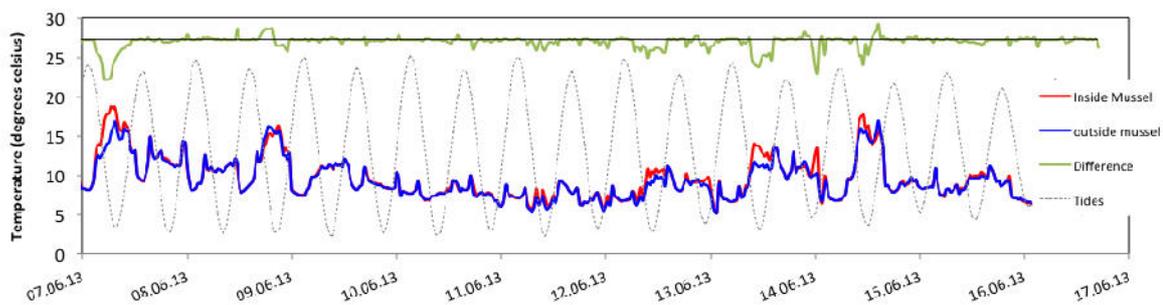


Figure 4 – Temperature records inside (red line) and outside (blue line) a mussel. The green line shows the temperature difference (no scale) between the inside and outside values. The gray line represents the tidal currents

At each location, the response to petroleum-related pollution will be studied at specific time points to reflect intra-annual changes in their susceptibility to such stress factors. This project will thus offer a unique and holistic understanding of the biology and tolerance of two important Arctic key species to multiple stresses, including anthropogenic pollution and stress factors related to climate change. A series of *in vivo* experiments will be carried out to test whether mussels naturally exposed to environmental stresses are more robust to oil spills and trace metal contamination than populations from more stable environments. This will allow highlighting potential population differences within the Arctic, characterized by different sensitivities to combined stresses with relevance to both the oil and gas industry and climate change effects. Furthermore, sensitivity will also be assessed in population of mussels where individuals may be differentially exposed to air (intertidal versus subtidal). The experiments will be undertaken at different time periods reflecting different physiological stages (e.g. spawning, intense feeding, low metabolic rate).

Finally, the project is used as an educational platform for young undergraduate and graduate students. Two PhD students, one in Russia and one in Norway, are included in the project; a Norwegian PhD student to be employed at Akvaplan-niva and the University of Tromsø and PhD student J. Lukina from the Northern Arctic Federal University (NARFU) in Arkhangelsk. The PhD students will both spend extensive time working in the participating institutions, for the exchange of intellectual and analytical knowledge through education. The candidates will carry out the experiments in the White Sea in collaboration with Dr Bakhmet (Institute of Biology, Karelian research Centre, Russia) and according to the same experimental set-up as in Tromsø (BS) and Svalbard (GS). They will also be actively involved in the experimental and analytical work, taking place in Norway, to learn new biomarker methods and obtain data relevant for their PhD theses. Master's students will be recruited at UiT and at the IB KarRC and will, together with the PhD students, play a key role in the exchange of competences between Norway and Russia. Furthermore, the experiments and fieldwork will be integrated to existing courses at both Norwegian and Russian universities. At the UiT, the seasonal baseline study will be integrated to the course BIO2008 "Introduction to ecotoxicology" where undergraduate students will participate in the field sampling and the analysis of some biomarkers at the ecotoxicological laboratory at UiT (Fig 5). The experimental work of WP2 will be integrated into the course BIO3007 "Practical introduction to environmental monitoring" at UiT and AT330 "Arctic Environmental Toxicology" at the University Centre In Svalbard (UNIS). The students will be included in the design and fulfilment of the experiments of combined stress of oil pollutants and environmental stressors on bivalves from the GS and BS, respectively. On the Russian side, activities taking place at the WS will be integrated to the course "Ecological biochemistry" at the Petrozavodsk University (PetrSU) and fieldwork and experiments will be carried out at the White Sea Biological Station Kartesh (WSBS). Through these courses, students will be guided through fundamental ecotoxicology, monitoring methodologies and guidelines in Arctic and sub-Arctic regions. The dissemination and outreach will aim at developing into a two-way

information channel between project researchers and user groups through the EWMA (Environmental Waste Management, NRC Project, <http://site.uit.no/ewma>) consortium with its representatives from NGOs, Universities and Norwegian industrial partners. The EWMA consortium will be used to guarantee that information provided through the project not only will be of maximum use to the end-users and stakeholders, but also understood at the desired communication level.



Figure 5 – Bachelor students during experiments with blue mussels during the spring semester course BIO 2008 (Introduction to ecotoxicology).

A valuable aspect of this work is the creation of a dataset that will be integrated into relevant guideline documents for environmental monitoring at the European level. This project is therefore very relevant for the management of the Arctic environment and its resources in the Norwegian-Russian Barents Sea region.

Through a tight Norwegian-Russian collaboration, including two PhD students and University classes, the project exchanges technologies and knowledge, educates young scientists and will ultimately lead to the creation of a joint document that will be integrated into relevant guideline documents for environmental monitoring at the European level (e.g. ICES). This project is therefore very relevant for the management of the Arctic environment and its resources in the Norwegian-Russian Barents Sea region.

In a rapidly changing Arctic exposed to both climate impacts, increasing petroleum and shipping activities, the COOPENOR project (Combined effects of petroleum and the environment on bivalves from the Norwegian-Russian Arctic) has the goal to provide a unique and holistic understanding of the biology and tolerance of two important Arctic key species to these multiple stresses. Blue mussels and Icelandic scallops are considered ideal sentinel species in the coastal and shelf water ecosystems, respectively. Three different locations within the Norwegian and Russian Arctic, the Greenland Sea (Svalbard), the South Barents Sea and the White Sea, all in which the two species occur, are being closely monitored over a full annual cycle to describe spatial and temporal changes in the basic biology of these two selected indicator species, as affected by a variety of physical and biological factors. Further, at each location, the response to petroleum-related pollution will be studied at specific time points to reflect intra-annual changes in their susceptibility to such stress factors. This project will thus offer a unique and holistic understanding of the biology and tolerance of two important Arctic key species to multiple stresses, including anthropogenic pollution and stress factors related to climate change. Through a tight Norwegian-Russian collaboration, including two PhD students and University classes, the project exchanges technologies and knowledge, educates young scientists and will ultimately lead to the creation of a joint document that will be integrated into relevant guideline documents for environmental monitoring at the European level (e.g. ICES). This project is therefore very relevant for the management of the Arctic environment and its resources in the Norwegian-Russian Barents Sea region.

# SOCIO-ECONOMIC AND ECOLOGICAL SECURITY MANAGEMENT SUPPORT INFORMATION TECHNOLOGIES OF THE INDUSTRIALLY-EXPLORED ARCTIC REGIONS

*Masloboev A. V.<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup>Institute for Informatics and Mathematical Modelling of Technological Processes,  
Kola Science Center RAS, Apatity, Murmansk region, Russia

<sup>2</sup>Kola Branch of Petrozavodsk State University, Apatity, Murmansk region, Russia

Afterwards discovery of heavy carbohydrates and other minerals reserves in the Arctic region the circumpolar Arctic zone becomes an escalation object of the Arctic states and observers national interests. Intensive external investment flows in the industrially-explored Arctic regions development impair Russian Federation (RF) position presence in the Arctic, which possesses considerable part of its territories. This forms RF national interest threats vector in the Arctic region: geopolitical, socio-economic, defence and environmental. Thus, nowadays RF national security and defence problems solving in the Arctic is an actual research direction [1]. Arctic territories large-scale industrial exploration provides emergency situations occurrence probability increasing for anthropogenic impact reasons. Risk minimization and security threat localization problems operative solving of the Arctic regional components development, adequate reaction on emergency situations and sustainable development predicting management trajectories implementation require high-level computer-aided processing of great heterogenous information content for different ministries and authorities, timely information confidence assessment and appropriate security organizational structures coordinated information interaction. Thereby, the most important goals of the RF public policy in the Arctic is research works in the field of information technologies and environmental safety methods development.

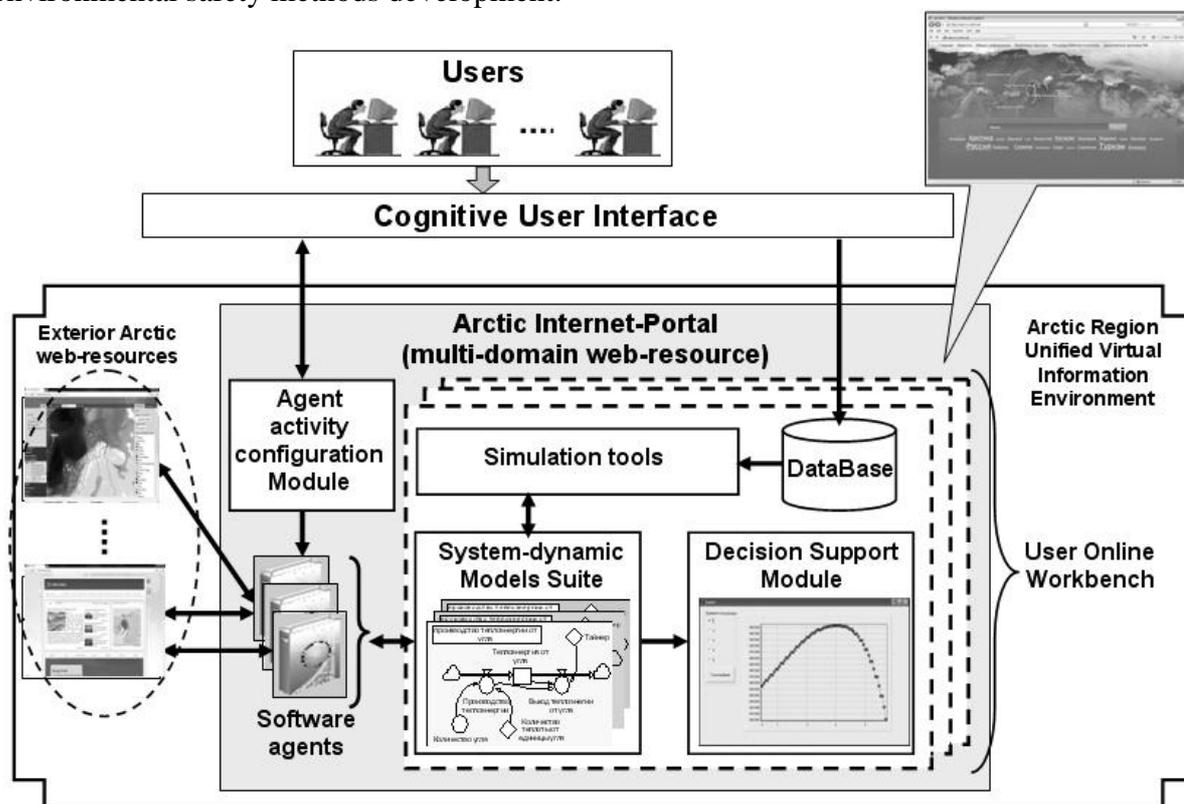


Figure 1 – Structure and functional components of the RU-Arctic information system

In this work we represent research-out results and application issues of the problem-oriented technologies for socio-economic and environmental safety management support of the industrially-explored Arctic regions (by example of Murmansk region). A special attention is given to Arctic regional development management information support based on cognitive information technologies in application to unified multi-agent virtual spaces implementation for control functions virtualization of the regional security subjects in the unified information environment [2]. Multi-agent virtual spaces are a new framework of regional development cognitive management support in the Arctic. The main goal of regional development management process virtualization is sustainable functioning adequate trajectories formation and security control circuit coordination of regional socio-economic systems in the Arctic subject to its internal dynamics and external impacts via cognitive agent-based models and technologies used for real-time scale security level assessment and control of regional components [3]. The purpose functionality of unified virtual information environment is informational needs (computational resources, data, web-services, etc.) satisfaction of different user categories in the field of socio-economic development management of Arctic regions and coordinated information communication support between the regional security authorities. The access point to unified virtual space is implemented as a multi-domain web-resource - an integrated Arctic Internet-portal ([www.ru-arctic.net](http://www.ru-arctic.net)) intended both for socio-economic and environmental setting coverage in the RF Arctic regions, and regional management information-analytical support. The structure and functional components of the RU-Arctic system are shown on Fig. 1.

#### REFERENCES

1. *Masloboev A.V., Putilov V.A.* Regional development global security support (problem statement) // Research works book of the Institute for System analysis of RAS: Macrosystems applied management problems. 2010. Vol.59. pp. 29-44.
2. *Masloboev A.V., Shishaev M.G.* An integrated information environment for regional development safety management support: architecture and formation technologies // Scientific-technical Bulletin of the St. Petersburg State University of information technologies, mechanics and optics. 2011. No .6 (76). pp. 98–104.
3. *Masloboev A.V., Putilov V.A.* Management information and analytical support of Russian Federation Arctic regions development: problems, methods, technologies // Scientific-technical Bulletin of the St. Petersburg State University of information technologies, mechanics and optics. 2011. No. 3 (73). pp. 143–145.

#### CHALLENGES IN WEATHER AND WAVE FORECASTING AND OIL SPILL PREDICTIONS IN THE BARENTS SEA

*Hole L.R., Wettre C., Røhrs J., Christensen K.H.*  
Norwegian Meteorological Institute (MET Norway)

The issue of which regions in the Barents Sea region should be opened for exploration of crude oil and natural gas is a matter of intense debate among industry, decision-makers, and non-governmental organizations. It is important that the basis for any decision is the best available knowledge. The recent Norwegian Risk Assessment Report for Lofoten/Vesterålen, showed that existing methods for environmental impact assessment (EIA) are not up to date. E.g. an ocean current climatology with 20 km horizontal resolution was applied. Simulation of eddies in near-shore waters requires a much finer resolution.

The operational ocean model at MET Norway has 4km horizontal resolution (Nordic4) and a new ocean model with 800m resolution (NorKyst800/ROMS) has recently been implemented for the Norwegian coastal region. This model is nested in to a 20km domain covering the Arctic Ocean. The main atmospheric forecasting model used for the Barents

region is Hirlam8km, while wave fields are forecasted using WAM10km with WAM4km along the coast. Models with higher resolution are about to be implemented. Significant efforts are used to improve forecasting skill for particular phenomena such as polar lows.

In recent years there has been increased oil excavation in ice covered waters. As a result, there is an increased risk that an oil spill will occur due to a tanker accident or the rupture of an oil pipeline in these areas.

The knowledge on modelling oil movement on water in cold environments is far from perfect. There is a need for further studies both in the laboratory as well as in the field to advance the present knowledge. Improved trajectory model capabilities will facilitate oil recovery operations.

Accurate forecast of oil spill trajectories strongly depends on the accurate prediction of ocean, sea ice and wave states. Here, we present oil spill trajectories with ocean forcing from the Nordic4km and NorKyst800m model systems and we use a newly developed skill score to compare them with Isphere drifter trajectories from recent field studies.

### **RECOMMENDATIONS FOR DECISION MAKING ON CHEMICAL DISPERSANT APPLICATION IN THE BARENTS SEA**

*Cukierman S.<sup>1</sup>, Quillet S.<sup>1</sup>, Lemaire P.<sup>1</sup>, Lefloch S.<sup>2</sup>, Merlin F.<sup>2</sup>, Semanov G.<sup>3</sup>, Camus L.<sup>4</sup>,  
Bambulyak A.<sup>4</sup>*

<sup>1</sup>Total Fluids, Paris, France

<sup>2</sup>CEDRE, Brest, France

<sup>3</sup>CNIMF, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>4</sup>Akvaplan-niva and University of Tromsø, Norway

In the last decade, in the search for new oil field, the oil and gas industry has been moving Northward into the cold water of the Barents Sea, in both parts, the Norwegian and Russian sectors. As these industrial activities increase in the Arctic, there are increasing risks for accidental discharges of crude oil. Such accident can be pipeline leakages, well blow out, oil transfer at terminals, ships running aground etc. Among responses to remediate against an oil spill is the use of chemical dispersant. The action of dispersant allows to transfer the oil into the water column to use the dilution effect and to enhance biodegradation. Today, little information is available on the environmental impact of chemical dispersant in cold water. Moreover, most the available dispersants on the market have never been properly tested in cold icy water, also, differences in legislation between Norway and Russia have prevented the development of a common strategy for dispersant use while such a strategy may be needed in the former grey zone area. Herein, we review the usefulness of dispersant, and list key objectives for research that are needed to develop recommendations for decision making on chemical dispersant application in the Barents Sea.

### **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ДЛЯ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, СВЯЗАННЫЕ С ОСВОЕНИЕМ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

*Цыбин В.Ф.*

Управление природных ресурсов и экологии Ненецкого автономного округа,  
г. Нарьян-Мар

Ненецкий автономный округ сегодня – динамично развивающийся регион Российской Федерации. Активными темпами идет строительство жилья, объектов соцкультбыта (школы, детские сады, дома культуры, спорткомплексы, медицинские

пункты и больницы и др.). Принято решение о строительстве рыбоперерабатывающего и рыбоперерабатывающего заводов. Выросло поголовье оленей, по этому показателю мы занимаем четвертое место по России после Ямало-Ненецкого, Чукотского автономных округов и Якутии. Улучшается обеспечение медицинским оборудованием учреждений здравоохранения. Как результат, сегодня наш регион первый в Северо-Западном Федеральном округе по приросту населения.

В апреле 2013 г. Минрегион РФ объявил о результатах рейтинга эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации. В этом рейтинге Ненецкий автономный округ занял первое место.

Надо понимать, что активное социально-экономическое развитие региона, а значит, и улучшение качества жизни населения, связано с доходностью бюджета. Около 70 % валового регионального продукта – налоговые и неналоговые поступления предприятий ТЭК. В этом особенность нашего региона, и это – объективная реальность.

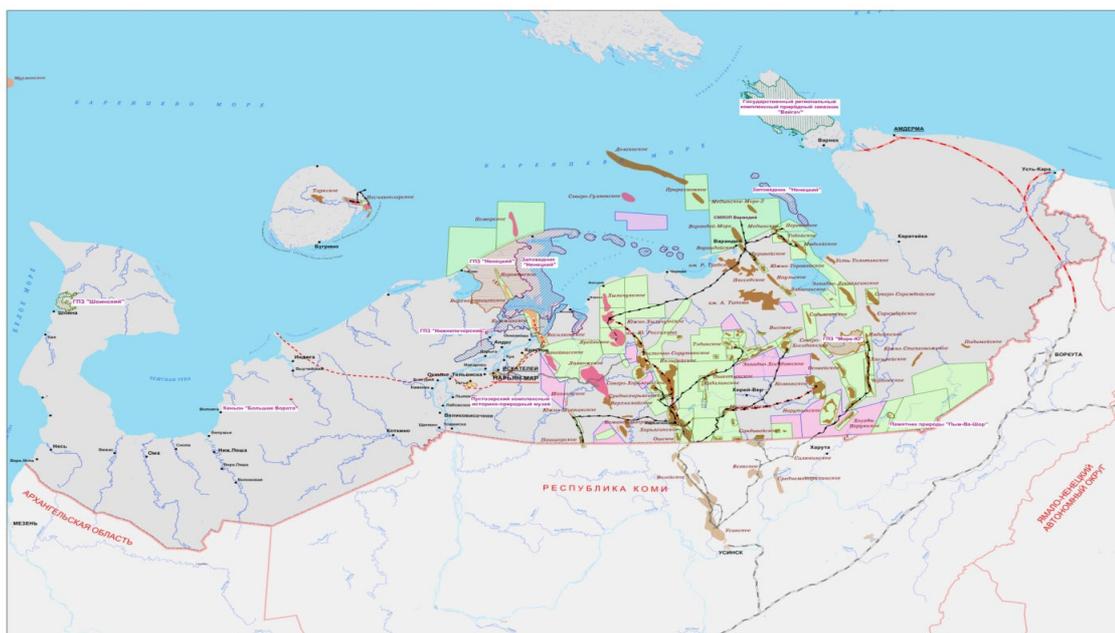


Рисунок 1 – Развитие топливно-энергетического комплекса в Ненецком автономном округе

Среди приоритетных проектов недропользователей на территории округа – строительство завода по сжижению газа Коровинского и Кумжинского месторождений.

Реализация этого проекта связана с газификацией населенных пунктов в западной части НАО и развитием инфраструктурных объектов, в частности, строительством морского порта и завода по сжижению газа в п. Индига, что в дальнейшем позволит подключить к освоению весь газоконденсатный потенциал на территории округа и довести годовое производство СПГ до 9 млн. тонн в год.

Активно обустриваются и вводятся в эксплуатацию месторождения Центрально-Хорейверской зоны (СП «РУСВЬЕТПЕТРО»), месторождение Колвинское (ООО «Колвинское»), месторождения им. Р. Требса и А. Титова (ОАО «Башнефть»), месторождения Лабаганское и Наульское (ОАО «Роснефть»), Харьягинское месторождение (АО «ТОТАЛЬ РРР») на условиях СРП.

К концу года планируется к сдаче нефтепровод «Харьяга – Южное-Хыльчюю – Варандейский терминал». В результате нефтяной поток компании «ЛУКОЙЛ» будет направлен на север, через Варандейский ледостойкий отгрузочный терминал.



Рисунок 2 – Варандейский терминал

Развитие Ненецкого автономного округа тесно связано с развитием арктического шельфа Российской Федерации.

Ближайший по реализации проект – освоение Приразломного нефтяного месторождения ООО «Газпром нефть шельф».

С использованием стационарной платформы и применения новых технологий в бурении и разработке нефтяных месторождений, планируется освоение других месторождений шельфа Печорского моря: Долгинского, Варандей-море, Медыньское-море и других.

Важное место в развитие программы освоения арктического шельфа будет отведено реализации соглашения между компаниями ОАО «НК «Роснефть» и Statoil, подписанного сторонами 5 мая 2012 года, в соответствии с которым предусматривается, в том числе, разработка участка Персеевский. 16 апреля 2012 г. между ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil подписано Соглашение о создании совместного предприятия для проведения работ на Карском море на 2-х Восточно-Приновоземельских участках.



Рисунок 3 – Платформа Приразломная

В реализации этих проектов возможно полномасштабное участие Ненецкого автономного округа, с использованием полярного пос. Амдерма в качестве развивающегося северного морского порта, базы авиационного обслуживания и поста аварийно спасательного подразделения МЧС.

Таким образом, сомневаться не приходится – будущее Ненецкого автономного округа связано с освоением, как континентальных, так и шельфовых углеводородных месторождений.

Уже не раз с самых высоких трибун Администрация Ненецкого автономного округа поднимала вопрос об экологических рисках, связанных с добычей нефти на арктическом шельфе, о незащищенности перед разливами нефти прилегающих к шельфу территорий, о неподготовленности государства к ликвидации последствий таких разливов, об отсутствии надежной опробованной технологии.

Нефтяные разливы в море могут произойти на любом из этапов добычи, хранения или транспортировки нефти.

Среди потенциальных источников разливов нефти можно назвать:

- фонтанирование скважины во время подводной разведки или добычи;
- выбросы или утечки из подводных трубопроводов;
- утечки из резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, располагающихся на суше;
- утечки из трубопроводов в береговой зоне;
- в результате аварий с участием судов, транспортирующих нефть.

Арктические условия, такие как движущиеся льды, низкие температуры, ограниченная видимость, ветра и экстремальные шторма, увеличивают вероятность аварий или ошибок, которые могут привести к разливу нефти.

В интервью журналистам «The Independent» (Великобритания) один из ведущих полярных исследователей мира Питер Уэдэмс (Peter Wadhams), профессор физики океана из Кембриджского университета, сообщил, что при возникновении подводной утечки ликвидировать ее последствия в арктических условиях будет весьма трудно, а кроме этого, нефть войдет в соприкосновение с льдами, впитается в них, и пятно загрязнения распространится на тысячу миль вокруг.

Свои выводы он делает на основе результатов экспериментов, которые ученый проводил у побережья Канады в 1970-х годах. Тогда исследователи намеренно допустили утечку значительного количества нефти, чтобы посмотреть, как она себя поведет в покрытом льдами море. Было обнаружено, нефть сразу уходит под лед. Снизу на нефти нарастает новый лед, и нефтяное пятно покрывается оболочкой. Получается что-то вроде сэндвича, т.е. «черное золото» зажато между двух слоев льда. Затем дрейфующие льдины рассеиваются по всему Северному ледовитому океану, и нефть освобождается от оболочки только весной, причем, это может произойти за несколько сотен, и даже тысяч километров от места утечки. В результате огромная территория океана, бывшая ранее чистой, оказывается загрязненной.

Если на суше ситуация с освоением углеводородного потенциала более или менее определена в виде сложившейся и развивающейся инфраструктуры по транспортировке углеводородов, отработанных систем ликвидации аварийных ситуаций и последствий экологических нарушений, то при освоении шельфа аварийные ситуации могут быть более губительны.

В случае разлива в Баренцевом море нефть распространится по обширной территории прибрежных маршей, которые не имеют естественной защиты в виде высоких берегов. Такое развитие ситуации может губительно сказаться на уникальных приморских экосистемах.

Следует отметить особую важность территории НАО для орнитофауны. Бесчисленное количество тундровых озер, их недосыгаемость, лайды морского побережья, обширные дельты рек, огромные территории водно-болотных угодий – все

это создаёт идеальные условия для гнездования и линьки многих видов птиц в летнее время, в том числе, большого количества «краснокнижных» видов.

Сегодня решение вопросов экологической безопасности на шельфе, в том числе, возложено на владельца лицензии. Это и ликвидация разливов, и сопровождение танкеров.

Поэтому округ поддерживает планы Минтранса России о создании флота, который бы осуществлял патрулирование и дежурство в районах судоходства, поиск и оказание помощи терпящим бедствие судам в ледовых условиях, проведение операций по ликвидации нефтеразливов, оказание помощи в тушении пожаров объектов, доступных тушению с моря, буксировку судов во льдах. Об этих планах ведомства заявил начальник аварийно-спасательных работ ФГУ «Госморспасслужба России» Николай Тарантин на II Международном форуме «Арктика — территория диалога» (Архангельск, 2011 г.)

Поэтому руководством округа решается вопрос о создании аварийно-спасательной базы МЧС на побережье Карского моря.

Вопросы безопасности разработки Арктического шельфа регламентируются рядом федеральных нормативных актов. Полномочиями по решению вопросов безопасности, надзора, государственного мониторинга, транспортировки наделены различные ведомства. Действительность такова, что решение вопроса даже внутри одного ведомства затягивается на месяцы и более, что уже говорить о межведомственных взаимоотношениях, когда надо решать комплексную задачу по защите Арктики.

Думаю, коллеги согласятся с тем, что уже сегодня крайне необходима государственная стратегия освоения арктического шельфа, где будут отражены, в первую очередь, вопросы экологической безопасности с обязательным страхованием экологических рисков, вопросы налогового стимулирования предприятий, внедряющих наилучшие технологии, обязательного государственного экологического мониторинга в районе работ и в границах лицензионного участка, государственного технологического и экологического надзора и т.д.

Возможно, для крупномасштабного освоения минерально-сырьевой базы арктического шельфа необходимо создать государственный координационный орган по разработке и реализации стратегии освоения минерально-сырьевой базы арктической зоны России, который позволит координировать деятельность всех заинтересованных структур.

В феврале 2013 года Президентом РФ утверждена «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года».

Целью Стратегии является реализация национальных интересов, а также достижение главных целей государственной политики Российской Федерации в Арктике путем решения основных задач с учетом стратегических приоритетов, обеспечивающих национальную безопасность и устойчивое социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации.

Отрадно, что Стратегия созвучна нашим предложениям и идеям.

Осталось с помощью науки и заинтересованных органов власти всех уровней реализовать ее цели и задачи.

Желаю нам всем успеха на этом пути!

## ЭКОЛОГО-ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЯМАЛЬСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО–УХТА

*Юнусов Р.Ю., Синицкий А.И., Мальгин А.М., Рочев В.М.*

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Отдел по научному и техническому сопровождению комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий, г. Салехард

Для обеспечения транспортировки ямальского газа в период до 2030 года планируется создание уникальной, не имеющей аналогов в России газотранспортной системы нового поколения. Технологической схемой системы магистральных газопроводов (МГ) Бованенково-Ухта определено строительство двух ниток газопровода диаметром 1420 мм на рабочее давление 11,8 МПа (120 кгс/см<sup>2</sup>), общей протяженностью около 1100 километров.

МГ «Бованенково-Ухта» – двухниточная газотранспортная система для подачи ямальского газа в Единую систему газоснабжения России. Строительство МГ началось в декабре 2008 года, сварочно-монтажные работы на линейной части первой нитки были завершены в мае 2012 года. В настоящее время в эксплуатации одна головная компрессорная станция (КС) «Байдарацкая» ООО «Газпром трансгаз Ухта». Продолжается строительство второй нитки МГ и восьми компрессорных станций.

В докладе представлены результаты экологических и инженерно-геокриологических исследований, которые проводилось в течение 2009 – 2011 года.

В 2009 году были обследованы участки:

- МГ км 104,7 (берег реки Няхар-яха) – км 118,0 (КС «Байдарацкая»);
- МГ Ямальский берег Байдарацкой губы – КС «Байдарацкая».

В 2010 году были обследованы участки:

- МГ км 96,0 – км 118,0 (КС «Байдарацкая»);
- МГ Ямальский берег Байдарацкой губы – КС «Байдарацкая».
- аэровизуальное обследование КС «Байдарацкая» – Бованенковское НГКМ.

В 2011 году были обследованы участки:

- МГ км 28,0 (берег реки Морды-яха) – км 0 – км 7,5;
- МГ Ямальский берег Байдарацкой губы – КС «Байдарацкая».

В ходе проведённых натурных наблюдений, были отмечены и зафиксированы различные термоденудационные процессы и явления, которые сопровождают строительство МГ, которые могут отрицательно влиять на его эксплуатацию в будущем.

Главной задачей исследований явилось выявление наиболее опасных участков проложенной части МГ первого года строительства, к которым могут быть приурочены повышенные риски аварийности при эксплуатации МГ в промерзающих-оттаивающих грунтах (склоновые процессы, заболачивание, оврагообразование и др.); наблюдение за развитием опасных криогенных процессов и др.

**Состояние МГ в первый год после строительства.** Трасса строящегося МГ визуально выглядит чистой, культура строительства достаточно высокая, производственный мусор или практически отсутствует или сложен в кучи в специально отведённых местах. При этом отмечается много разъезженных участков, полностью избежать многочисленных коридоров с колеями тяжёлой техники не удаётся. Связано это напрямую с отсутствием вдольтрассового проезда, т.к. закончить все работы по прокладке трубопровода одновременно с первым потеплением (как следствие разрушения зимника) не представляется возможным.

В первые годы после завершения строительства участков МГ обратный валик траншеи в большинстве случаев неустоявшийся. Делать выводы о качестве прокладки МГ, развитии неблагоприятных экологических и геокриологических процессов преждевременно, т.к. грунт отсыпки преимущественно рыхлый и насыщен водой,

а строительные работы на объекте часто не завершены. Отмечаются протяжённые, до 100 м, участки подтопления. Такие локальные протаивания (термокарсты) отмечаются преимущественно на краях валика с обеих сторон МГ.

На гребнях, где валик обратной засыпки преимущественно сложен из грунта с высоким содержанием песчаной фракции, встречаются крупные протяженные трещины продольного простирания (рисунок 1), характерные для первого года строительства. Их наличие способствует насыщению тела обратной засыпки атмосферными осадками. Растепление верхней кромки траншеи, негативно может сказаться на ее герметичности, вероятность попадания поверхностных вод в тело траншеи здесь резко возрастает.



Рисунок 1 – Разрушение валика обратной засыпки

Имеют место активные склоновые процессы, оползни-сплывы, в т.ч. солифлюкция – стекание грунта, перенасыщенного водой, по мёрзлой поверхности цементированного льдом основания склонов (рисунок 2).



Рисунок 2 – Солифлюкция

В местах пересечения валиком обратной засыпки МГ ручьёв наблюдаются размывы грунта и частичное обнажение пригрузов трубопровода. Встречаются внутренние потоки, вода просачивается в «тело» обратного валика и выходит из него ниже по склону.

При натурных обследованиях отмечено, что на переходах через ручьи, малые реки, озера, хасыреи и т.д. площади и интенсивность нарушений довольно велики. По бортам долин, на склонах террас полностью или в значительной мере уничтожены почвенно-растительные покровы. На спусках к руслам ширина коридора строительства достигает 70 – 100 м, что связано с выполаживанием склонов.

При наличии на таких участках песчано-глинистого грунта, мелкозернистой (пылеватой) структуры, за счёт перераспределения поверхностного стока происходит вымывание частиц грунта вниз по склону вдоль оси МГ, что создает благоприятные условия для поверхностной эрозии и оврагообразования (рисунок 3).

Для первого года строительства характерен ряд признаков состояния обратной засыпки траншеи. Это скопление воды вдоль валика, образование застойных участков, проявление склоновых процессов, размыв насыпи, пучение грунта, термокарст и термоэрозия. Практически вся обратная засыпка траншеи значительно переувлажнена (склоны и естественные понижения в рельефе), что часто приводит к внутригрунтовому стоку, выносу твердого материала и застою воды в траншее. В сезон промерзания это приводит к неравномерному льдовыделению и пучению. Вместе с этим, небрежное исполнение валика обратной засыпки приводит к изменению снегонакопления, а значит и влагозапаса, что негативно сказывается при прохождении весеннего половодья.



Рисунок 3 – Оврагообразование

**Состояние МГ на второй год после строительства.** Наблюдения за состоянием построенного участка МГ в течение нескольких полевых сезонов позволило сделать сравнительный анализ качества обратной засыпки траншеи и выявить места, где проявление криогенных процессов наиболее опасно.

В этой связи задачами исследований явились: выявление и сравнительный анализ опасных участков, к которым могут быть приурочены повышенные риски аварийности при эксплуатации МГ в промерзающих, протаивающих грунтах (заболачивание, размывы обратного валика, оврагообразование и др.); наблюдение за развитием опасных криогенных процессов (преимущественно термокарст) и др.

В зимнее время года, на второй год строительства МГ, повсеместно проводятся

ремонтные работы. В местах, где отмечались размывы валика обратной засыпки (частично или полностью), производится подсыпка грунтом и его выравнивание, укладываются биоматы, которые уже весной дают всходы. Необходимо отметить, что общее состояние обратного валика можно признать как удовлетворительное, строительство трубопровода ведется в соответствии с проектом и контролируется техническим надзором.

МГ проложен по территории с обширными участками, затопляемыми водой (хасыреи, разливы рек и др.), что приводит во время весеннего таяния снега к полному или частичному размыву обратной засыпки траншеи (рисунок 4). На подобных участках, практически повсеместно, производились работы по «подсыпке» валика привозным грунтом в зимний период, выравниванию верхней кромки, устройством дополнительных водопропусков в теле отсыпки.



Рисунок 4 – Размыв насыпи при переходе хасырея

В местах пересечения трассой МГ болот, мелких рек, ручьёв и проток образуются локальные участки затопления, скопление воды. Тело валика обратной засыпки выступает в роли дамбы (плотины), которая перекрывает естественные русла водотоков. Данные участки требуют оборудования дополнительных водопропусков.

На территории распространения торфяников, залегающих на мерзлых грунтах, проявляются криогенные процессы в виде термокарста. При этом встречаются крупные ледяные линзы.

Примером развития термокарстового процесса служит таяние обнажённого пластового льда. При прокладке траншеи МГ взрывным способом была нарушена прилегающая часть тундры (мнение авторов), которая не была полностью заполнена во время обратной засыпки траншеи. В результате таяния линзы льда возле трассы МГ образовалась воронка диаметром до 20 м. Талые воды просачивались в траншею и стекали в понижение рельефа, вымывая грунт засыпки. Через год тело валика обратной засыпки уплотнилось, термокарстовая воронка заполнилась талыми водами, что привело к растеплению ММГ и увеличению размеров воронки. Если не принять меры по засыпке котлована и укреплению валика обратной засыпки, то дальнейшее развитие криогенных процессов может привести к образованию озера, размыву траншеи и

пространственному изменению положения МГ.

**Анализ результатов натуральных обследований.** Трасса строящегося МГ отличается качественной прокладкой трубопровода подземным способом, высокой культурой строительства. При этом на всей протяженности данного участка МГ отмечены нарушения естественной поверхности тяжелой техникой, разные по площади и интенсивности разрушений почвенно-растительных покровов. При высокой льдистости деятельного слоя, часто близкого залегания полигонально-жильных и пластовых льдов, в теплый период года это может привести как к термокарстовым, так и термоэрозионным процессам.

Во время паводков происходит движение талой воды по траншее, растепление грунта и создание зон таликов около и в теле обратной засыпки. Глубина ореолов оттаивания сбоку от трубы составляет на начало октября 1,5 – 2 и более метров, ширина до 20 метров.

Движение охлажденного газа в период эксплуатации может привести к мощному и неравномерному пучению грунта валика с созданием многочисленных критических ситуаций. В проекте строительства и в проекте производственного экологического мониторинга морозное пучение признано несущественным.

Обратная засыпка траншеи значительно переувлажнена (склоны и низкие поверхности), что привело к внутригрунтовому стоку, выносу твердого материала и застою воды в траншее. В сезон промерзания при таких условиях это может привести к неравномерному льдовыделению и пучению даже вдоль неработающего трубопровода.

**Рекомендации по результатам обследования.** Таким образом, своевременное выполнение мер, направленных на восстановление устойчивого состояния валика на трассе МГ на втором и последующих годах строительства, позволит избежать в будущем развитие неблагоприятных термоэрозионных процессов. Необходимо выполнить:

Тщательно отслеживать и вовремя «переносить» водопропуски в теле валика в наиболее пониженные участки местности и русла ручьев и рек.

Для защиты береговых участков водопропусков от термоэрозии, в местах нарушенного при строительстве естественного растительного покрова, обеспечить закрепление склонов валика георешёткой с заполнением ячеек щебнем мелких фракций. Подобные работы провести от уреза воды уровня высоких вод.

Осуществлять засыпку траншеи с захлестом на ненарушенную территорию, что позволит снизить глубину сезонного протаивания и развитие криогенных процессов.

На участках МГ, где термоэрозионные процессы выражены наиболее ярко, необходимо дополнительно отсыпать валик привозным грунтом.

Для поверхностного укрепления грунтов обратной засыпки и грунтов естественного сложения на прилегающей территории с нарушенным в процессе строительства почвенно-растительным покровом осуществить укрепление поверхности грунтов биоматами или георешётками, заполненными торфо-грунтовой смесью. Возможно совместное применение биоматов и георешёток.

В местах развития эрозионных процессов необходимо оборудовать места стока воды укреплением откосов (металлические или бетонные желоба). Если существует необходимость, возможно отведение стока в сторону от МГ.

Необходимо вести ежегодный мониторинг строящегося и эксплуатируемого МГ с фиксацией экзогенных процессов. В случае развития негативных процессов данные мониторинга дают возможность оценить их направленность и степень опасности, а также принять превентивные меры, препятствующие неудовлетворительному техническому состоянию МГ и ухудшению экологической и геокриологической обстановки в районе его прохождения.

## СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ И ИММУНОЛОГИЧЕСКАЯ РЕАКТИВНОСТЬ У РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

*Добродеева Л.К., Самодова А.И., Ставинская О.А., Меньшикова Е.А., Сергеева Е.В.,  
Патракеева В.П., Леванюк А.И.*

Институт физиологии природных адаптаций УрО РАН, г. Архангельск

Социальные и климатические условия играют основную роль в жизнедеятельности человека. Климат непосредственно определяет условия проживания, поскольку только в определенном диапазоне температуры и влажности человек чувствует себя комфортно. По этой причине наиболее населенными являются приморские провинции в тропическом и субтропическом поясах. На территориях выше 60° с.ш. плотность населения стремительно убывает, что обусловлено низкими среднегодовыми температурами, резкими перепадами атмосферного давления и дефицитом солнечной радиации.

Косвенное влияние климата на качество жизни человека определяется тем обстоятельством, что климат существенно влияет на экономику, и без учета климатических ресурсов устойчивое и надежное функционирование всех отраслей экономики фактически невозможно. Опыт развитых стран показывает, что без учета особенностей климата территории или региона трудно планировать развитие таких отраслей как сельское хозяйство, транспорт, энергетика, здравоохранение и туризм.

Климат Севера для проживания человека является дискомфортным по дефициту тепла, дефициту освещенности, напряженности иономагнитного возмущения и чрезвычайной степени смены климатических параметров.

В условиях Арктики очень высока повторяемость (до 316 дней в году) дискомфортных типов погод, предполагающих возможность охлаждения человека. При этом 246 дней характеризуются напряжением механизмов терморегуляции для поддержания постоянства температуры тела (тепловой дискомфорт). В значительной степени вынуждены меняться и другие механизмы, участвующие в процессе адаптации. Тепловой дискомфорт приводит к значительному уровню снижения производительности труда (от 35 до 200 %), обуславливает развитие заболеваний сердца и дыхательной системы, холодовых травм. Напряженный иономагнитный режим превышен 180 дней в году; влияние магнитных бурь не ограничивается обострением сердечно-сосудистой недостаточности, а проявляется системным дисбалансом рецепторной активности клеток, т.е. по сути, нарушением функциональной активности на клеточном уровне. Резкая смена климатических параметров наблюдается в течение 292 дней в году. Указанные резкие колебания температуры, фотопериодики, иономагнитного режима увеличивают на 35–75 % энергетические затраты человека для поддержания постоянства внутренней среды, сокращают его резервы, сроки продолжительности активной деятельности и жизни. К этому следует добавить негативное влияние на здоровье человека на Севере низкого парциального содержания кислорода в приземном слое атмосферы, повышенного уровня диффузии в воздух родона и чрезвычайно низкой минерализации водоисточников.

На Севере выше уровни смертности и ниже средняя продолжительность жизни. Среднегодовая смертность мужчин от заболеваний сердца и сосудов за 15 лет составила 621 на 100000 (по РФ – 585), подобная закономерность касается травм как причины смерти (соответственно 238 и 184 на 100000).

Превышение уровней заболеваемости в Арктике на над таковой в среднем по РФ колеблется в пределах 6–9 % у взрослых, особенно это касается первичной заболеваемости (на 9–12 %). Наиболее резко влияние климата сказывается на более высокой заболеваемости болезнями крови и кроветворных органов (44–51 %), болезнями органов дыхания (11–22 %) и мочевого выделения (27–31 %).

В соответствии с прогнозными оценками Росстата, тенденция сокращения населения продолжится. Сокращение численности населения будет происходить вследствие превышения числа умерших над числом родившихся и миграционной убыли, которые сохранятся в течение всего прогнозируемого периода. В 2031 году численность населения уменьшится на 11–12 %. Естественная убыль с 2013 года будет увеличиваться вследствие неблагоприятных изменений возрастной структуры и снижения рождаемости и достигнет к 2030 году 6–7 тыс. человек на 1000 населения.

Численность детей до 16 лет постепенно будет несколько расти, после чего прогнозируется её снижение. Численность населения в рабочих возрастах за 2013–2030 годы уменьшится на 26 %, а доля старших возрастов будет продолжать расти. Повышение ожидаемой продолжительности жизни для мужчин в прогнозируемый период может составить 66 лет, у женщин – 78 лет. Под влиянием процесса старения населения продолжится рост смертности с увеличением коэффициента смертности до 13–14 умерших на 1000 населения.

Неблагополучная демографическая ситуация настоятельно требует создания благоприятных условий для проживания, повышения уровня жизни и улучшения медицинской помощи населению. За последние двадцать лет рост уровня общей заболеваемости по данным обращаемости в учреждения здравоохранения составил 26 %. Значительно возросло распространение болезней органов кровообращения (в 2 раза), врожденных аномалий (в 2 раза), болезней эндокринной системы (в 1,8 раза), расстройств питания и нарушений обмена веществ (в 1,8 раза), новообразований (в 1,6 раза). Учитывая процесс демографического старения населения, следует, вероятно, ожидать дальнейшего увеличения заболеваемости, инвалидности и смертности от злокачественных новообразований. За анализируемый период особенно возрос уровень смертности от отравления алкоголем (в 6,4 раза), болезнью системы кровообращения (в 1,5 раза), болезнью органов пищеварения (в 2,4 раза), туберкулеза (в 2,5 раза), инфекционных и паразитарных болезней (в 2,4 раза).

Изложенные особенности протекания демографических процессов характерны (с учетом соответствующей специфики) для каждого из субъектов федерации. В районах Севера и, прежде всего, на территориях муниципальных образований с высокой концентрацией добывающих производств и интенсивной хозяйственной деятельностью, демографические параметры ниже среднероссийских показателей.

В настоящий период появляется достаточно много данных об отсутствии различий ряда демографических параметров, уровня большинства заболеваний среди населения северных регионов по сравнению с данными заболеваемости населения комфортных для жизни климатических зон. Но особенностью нашего времени является то, что медицинская статистика не может отражать истинное положение в области заболеваемости в силу того, что сегодня невыгодно болеть и обращаться к врачу. Наиболее достоверная информация может быть получена при комплексном врачебном обследовании населения.

Высокий уровень заболеваемости и неблагоприятная демографическая ситуация обусловлены в первую очередь недостатками защитных иммунных механизмов. Основными факторами, влияющими на иммунную систему на Севере, являются дефицит тепла, недостаточная плотность кислорода в атмосфере, влажность, неблагоприятный ветровой режим, повышенное атмосферное давление, напряженный иономагнитный режим, необычный фотопериодизм. Зависимость изменения ряда изучаемых показателей от климатических факторов подтверждена корреляционным анализом. При дефиците тепла ниже содержание функционально зрелых тимус-зависимых лимфоцитов, выше концентрации аутоантител, которые также увеличиваются при повышении атмосферного давления; обратная зависимость выявляется относительно содержания циркулирующих в крови нейтрофилов, моноцитов и их фагоцитарной активности.

Среди множества неблагоприятных климатических факторов особого внимания заслуживает напряженность иономагнитной обстановки, жесткий иономагнитный режим. В высоких широтах (территории севернее  $66^{\circ}33'$  с.ш.) амплитуда колебаний магнитного поля в 2–3 раза больше, чем в средней полосе, из-за особенностей строения и тонкого слоя магнитосферы. Наибольшая магнитовозмущенность наблюдается на геомагнитной широте, которая расположена на  $68^{\circ}$  северной широты; Архангельская область находится между  $60^{\circ}40'$  и  $81^{\circ}50'$  северной широты, где в течение года регистрируется до 180 магнитовозмущенных дней и около 140 дней с магнитными бурями. Наиболее часто магнитные бури возникают весной (112–124 дня). Зимой, летом и осенью количество магнитовозмущенных дней примерно одинаково (80–86, 79–85 и 87–90 соответственно). Изменения магнитного поля земли считаются наиболее важными как по своей физической природе, так и по биологическим последствиям их влияния на человека. В формировании ответных реакций организма на воздействие различных магнитных полей большинство исследователей придают значение фактам активации эндокринной системы посредством возбуждающего влияния магнитных полей на гипоталамус. В течение 15–20 минут после воздействия магнитного поля индукцией 20 мТл в трех зонах коры надпочечников регистрируется снижение концентрации ядер и заметное изменение ширины зоны коры надпочечников. Повышение индукции и частоты магнитного поля, увеличение времени его действия приводит к изменениям дистрофического характера в ткани гипофиза, надпочечниках, щитовидной железе, яичников и семенников. Длительное и сильное воздействие магнитного поля в эксперименте обуславливает резкое увеличение в крови адреналина и норадреналина.

Изучение содержания гормонов в периферической крови в зависимости от напряженности иономагнитной обстановки проводили у 397 взрослых практически здоровых людей трудоспособного возраста 25 – 50 лет. В магнитовозмущенные дни регистрируется повышение содержания соматотропного гормона, тестостерона, кортизола, альдостерона и прогестерона. Снижение концентрации тироксина ( $118,47 \pm 2,34$  и  $99,12 \pm 3,12$  нмоль/л;  $p < 0,01$ ) на фоне повышения содержания адренокортикотропного гормона (с  $76,08 \pm 1,67$  до  $95,56 \pm 1,69$  пг/мл) и тиреотропина (с  $1,09 \pm 0,19$  до  $2,42 \pm 0,16$  мкЕд) наблюдали у лиц с высоким уровнем магниточувствительности. Подобный уровень магниточувствительности среди северян регистрируется у 25,34 % обследуемых людей; в 63,84 % выявлен средний тип реагирования и только 10,82 % имеют низкий уровень индивидуальной магнитной чувствительности. Возрастных и половых различий в распределении данного признака не установлено.

Под влиянием магнитных возмущений происходит резкая лабилизация клеточных и базальных мембран, снижение скорости цитолиза, торможение миграционных процессов и уровня митотической активности. Ингибция функциональной активности клеточных рецепторов происходит в результате изменения расстояния между лигандами и рецепторами с сокращением продолжительности жизни указанных комплексов. При этом следует ожидать резкое изменение чувствительности клеток к гормонам, митогенам, лектинам, антигенам и лимфокинам посредством изменения числа активно действующих рецепторов. Такой механизм уменьшения числа рецепторов при повышенных концентрациях гормонов доказан для инсулина, тиролиберина, соматотропного гормона, лютеинизирующего, тиреотропного гормонов, а также для катехоламинов, гормона роста и простагландинов. Подобный принцип обратной связи, является в биологии одним из основных в регуляции постоянства внутренней среды. В подобных условиях совершенно естественно предполагать торможение процессов пролиферации и клеточной кооперации, играющих основное значение в развитии иммунной реакции.

Действительно, в магнитовозмущенные дни у лиц, имеющих средний и высокий

уровень магниточувствительности, наблюдается снижение содержания в периферической крови Т-лимфоцитов с рецепторами CD5, CD3, CD71, CD95, клеток с антигенами HLADR, естественных киллеров, концентрации сывороточных реагинов (IgE) и уровня активных фагоцитов. Таким образом, у чувствительных к изменению магнитного поля людей резко снижается рецепторная активность иммунокомпетентных клеток, затрагивающая, в том числе, рецепторы главного комплекса гистосовместимости, апоптоз лимфоцитов, активность нормальных киллеров. Отсутствие изменений со стороны содержания сывороточных иммуноглобулинов в магнитовозмущенные дни свидетельствует, казалось бы, об относительной стабильности в жидкой фазе, однако, содержание ЦИК под влиянием магнитного поля резко увеличивается в сыворотке. Является ли это результатом влияния на процессы диссоциации ЦИК, которые зависят от комплемента, или проявлением ингибиции активности фагоцитов, сегодня ещё трудно понять. Снижение фагоцитарной активности и подавление уровня синтеза комплементарных белков – процесс в какой-то степени единый, поскольку взаимосвязан с функциональной способностью моноцитов, синтезирующих ряд комплементарных белков.

Одним из необычных, экстремальных факторов, влияющих на здоровье человека на Севере, является резко выраженная фотопериодичность. В течение двух месяцев на территории региона биологическая тьма, ноябрь и февраль относятся к биологическим сумеркам.

Известно, что инфракрасное видимое излучение является одним из наиболее постоянных, непрерывно действующих на организм человека факторов внешней среды. Тело человека непрерывно поглощает и само излучает инфракрасные лучи; этот теплообмен может существенно изменяться в зависимости от температуры тела человека и окружающей среды. Световое раздражение оказывает влияние на весь организм человека, вызывая общие реакции типа условных и безусловных рефлексов. Реакция на свет определяется как непосредственным его влиянием на барьерные органы, так и рефлекторным. Суточный ритм активности человека теснейшим образом рефлекторно связан с естественным ритмом освещения, с ритмом смены дня и ночи, с ритмом сезонных колебаний освещенности. Нарушение нормального ритма физиологических функций, связанных с изменением режима смены дня и ночи, может привести к развитию болезненных состояний, требующих лечебных мероприятий по восстановлению нормального ритма световых ощущений.

Свет обладает стимулирующим влиянием на обмен веществ, активность терморегуляции, дыхания, кровообращения, высшей нервной деятельности. Сумеречное освещение в большей степени, чем темнота, резко тормозит двигательную активность и уровень газообмена. Снижение зимой активности всех жизненных процессов на Севере и даже роста детей зависит, прежде всего, от дефицита ультрафиолетового излучения. Световое голодание исключает естественный путь обеспечения организма витамином Д, в связи с чем могут быть нарушены процессы фосфорно-кальциевого обмена. При недостатке ультрафиолетового спектра резко увеличивается колонизация микрофлоры на коже и слизистых, снижается содержание секреторных антител, комплементарных белков, активность фагоцитоза.

Но свет может явиться и причиной ряда патологических состояний, возникающих не только в коже. Повышенная чувствительность кожи к свету может возникать в результате фотосенсибилизации; в большинстве случаев она формируется в результате комплексного воздействия какого-либо неблагоприятного фактора и света. Фотосенсибилизация носит явно аутоиммунный характер, асенсibiliзирующими факторами при длительной или интенсивной инсоляции могут выступать красители, бытовые химикаты, лекарства, инфекционные агенты.

В период полярной ночи и биологических сумерек ниже, чем в полярный день, содержание зрелых активных Т-лимфоцитов, Т-хелперов, лимфоцитов, способных к

бласттрансформации, активированных клеток с рецептором к интерлейкину-2, к трансферину, антигенам главного комплекса гистосовместимости, а также естественных киллеров и активных фагоцитов. Таким образом, в полярную ночь, и особенно в период биологических сумерек, заметно подавлены практически все иммунные реакции. Напротив, с наступлением полярного дня наблюдается резко выраженная активизация иммунных механизмов, включающая увеличение активности фагоцитоза, пролиферативных процессов с участием ИЛ-2, антигенов HLA DR, естественных киллеров и антителообразования. Несколько иная закономерность выявляется относительно содержания сывороточных реактивов IgE – концентрации антител данного класса увеличиваются в периоды биологических сумерек.

Сезонные колебания уровней иммунологических показателей более всего демонстрируют зависимость их от климатических воздействий. В течение полярной ночи четко увеличивается частота регистрации лейкоагглютининов (с 4,41 до 29,41 %), аутоагглютининов комплексному антигену щитовидной железы (с 3,25 до 9,43 %), печени (с 2,27 до 11,25 %) и антител к тиреоидной пероксидазе (с 2,83 до 11,37 %), уровень антител к тиреоглобулину повышается с  $14,49 \pm 2,38$  до  $114,73 \pm (2,35 - 20,23 \%)$ , аутоантител к тиреоглобулину (с 16,67 до 45,68 %), 3,57 МЕ/мл, антитела к ДНК – соответственно с  $19,66 \pm 5,16$  до  $114,74 \pm 4,83$  ед/мл.

Частота регистрации иммунных дисбалансов резко возрастает к концу полярной ночи: более чем на 30 % возрастает значимость дефицита зрелых Т-лимфоцитов, в 2,5 раза чаще выявляются дефекты фагоцитарной активности нейтрофильных лейкоцитов.

Достаточно объективно состояние иммунной системы отражает уровень и полнота ответа на стандартную антигенную нагрузку или инфекцию. Обобщение динамики иммунных показателей на стандартную иммунизацию столбнячным и дифтерийным анатоксинами, тифопаратифозной и противогриппозной вакцинами, дают основание утверждать, что для северян характерно сокращение периода антителообразования. Это проявляется менее выраженными титрами антител по сравнению с таковыми у лиц, проживающих на Севере не более трех месяцев (на 15–45 %), низким уровнем увеличения концентрации антител (сероконверсий; 20–44 % против 60–88 %), быстрым в течение месяца снижением титров антител у более значительного контингента людей (27–35 % против 3–9 %). Данная закономерность касается не только сывороточных антител, но и местных иммуноглобулинов. Так, титры противогриппозных антител в носовом секрете через месяц после курса вакцинации составили в среднем у постоянно работающих в Арктике  $1,94 \pm 0,09 \log^2$ , а у прибывших на север –  $2,94 \pm 0,07 \log^2$ ; уровень 4-х кратных сероконверсий равнялся соответственно 3,64 и 24,52 %. Снижение активности антителообразования у жителей высоких широт проявляется почти полным отсутствием реактивного повышения общей концентрации сывороточных IgM (в среднем  $1,61 \pm 0,15$  г/л до вакцинации и  $1,86 \pm 0,19$  г/л месяц спустя) и IgA (соответственно  $2,53 \pm 0,29$  г/л и  $2,39 \pm 0,24$  г/л). И только содержание IgG статистически достоверно нарастает в динамике вакцинного процесса ( $1,27 \pm 1,18$  и  $22,83 \pm 1,01$  г/л).

Подобная ситуация, естественно, обуславливает формирование значительного контингента лиц, не имеющих защитных уровней антител даже к распространенным инфектам. Так, коллективный иммунитет к эпидемическим штаммам вирусов гриппа А характеризуется высоким уровнем серонегативных лиц в предэпидемические и эпидемические периоды (15 %), малым удельным весом лиц с защитными титрами антител осенью и летом (13 и 50 %) и менее значительными уровнями антител во все периоды наблюдения, до подъема заболеваемости и месяц спустя (соответственно  $\log^2 4,92 \pm 0,38$ ;  $5,87 \pm 0,29$  и  $6,84 \pm 0,19$ ).

Обследованием 100 практически здоровых лиц установлено, что частота

регистрации различных вариантов иммунодефицита у работающих в Арктике составила 73 %, в том числе, дефицит содержания местных (секреторных) иммуноглобулинов 67 %, функциональная недостаточность Т-лимфоцитов 73 %, дефицит фагоцитарной защиты составил 39 %, повышенный уровень содержания в крови раково-эмбрионального антигена 19 %. Иммунодефицит с сочетанием трех и более дефектов иммунной защиты выявлен у 48 % обследуемых, активизация клеточно-опосредованной цитотоксичности с увеличением содержания цитотоксических Т-клеток (CD8+), натуральных киллеров (CD16+) и концентраций регуляторных цитокинов IL-6, TNF- $\alpha$  наблюдается у 32 %. Частота активизации антителозависимых реакций с увеличением содержания сывороточных IgM и IgG, а также циркулирующих иммунных комплексов была выше (у 47 из 100 обследованных человек), в том числе, у 23 обследуемых наблюдали реакции со стороны IgE; в 26 случаях выявляли аутосенсibilизацию с широким спектром аутоантител (к кардиолипину, двухспиральной ДНК, комплексу РНК и фосфолипидов).

Известно, что хорошие социальные условия организации жизни дают значимое улучшение состояния здоровья населения, обеспечивают увеличение продолжительности жизни, снижение уровня заболеваемости инвалидизации и смертности. Уровни и структура заболеваемости работающих на крупных предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности (Архангельский, Соломбальский, Сыктывкарский ЦБК) и газо-кондекатного комбината (г. Светлогорск Коми республики), где активно занимались охраной состояния здоровья в санаториях-профилакториях, подтверждает это мнение. В течение 20 лет мы активно внедряем программу профилактики экологически зависимых иммунодефицитов, основанную на принципах сорбционной терапии, антиоксидантах и стимуляции рецепторной активности клетки. Эффективность комплекса разработанных мероприятий очень высока: коррекция дефектов иммунной защиты достигает 90 %, увеличение эффективности лечебных мер составляет почти 85 %, количество обострений хронического течения воспалительных процессов сокращается в 2,5 раза, период ремиссии увеличивается практически в 3 раза (по наблюдениям в течение 2х лет).

*Авторы выражают признательность и благодарность бывшим сотрудникам ИФПА Московской Н.Б. и Сеньковой Л.В. за возможность использования в докладе их результатов исследований по изучению магниточувствительности и аутосенсibilизации.*

## **ОСОБЕННОСТИ ГОРМОНАЛЬНО-МЕТАБОЛИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ЖИТЕЛЕЙ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

***Бичкаева Ф.А., Типисова Е.В.***

Институт физиологии природных адаптаций УрО РАН, г. Архангельск

В настоящее время социально-экономическое развитие Арктической зоны является одним из приоритетных направлений государственной политики России. Наряду с многочисленными научно-техническими и экономическими разработками, направленными на развитие новых направлений исследования Арктики, следует выделить разработку средств для надежного функционирования систем жизнеобеспечения и производственной деятельности в природно-климатических условиях Арктики. Одной из задач в сфере науки и технологий является выработка требований по охране здоровья населения и полярников, обоснование комплекса мероприятий, направленных на оздоровление среды обитания населения и профилактику заболеваний (*из документа «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу»*,

утвержденного Президентом Д.А. Медведевым 18 сентября 2008 г.). В связи с этим возрастает интерес к изучению адаптации и сохранению здоровья человека при длительном пребывании и работе в условиях высоких широт. Кроме того, в настоящее время создаются перспективы для развития арктического туризма. Уже сформирован и успешно функционирует национальный парк «Русская Арктика». Увеличение притока туристов, неадаптированных к суровым арктическим условиям, потребует проведения различных профилактических мероприятий.

Известно, что важными элементами формирования адаптивной устойчивости к климатогеографически обусловленному стрессу являются взаимосвязанные изменения реагирования центральной и симпатической нервных систем, а также эндокринной системы и метаболического профиля, обеспечивающие оптимизацию функционирования жизнеобеспечивающих систем организма в процессе адаптации. Кроме того, эндокринная система, как известно, является важнейшим регулятором биохимических процессов и ей принадлежит ведущая роль в механизмах адаптации организма к неблагоприятным условиям Севера.

Для Европейского Севера характерными особенностями функциональной активности эндокринной системы является высокая активность коры надпочечников, щитовидной железы, переключение метаболизма с углеводного на липидный обмен, низкий уровень инсулина и глюкозы [1, 2, 3]. В свете последних данных о глобальном потеплении климата и некотором изменении активности эндокринных и метаболических процессов [4, 5, 6, 7], в частности, снижении активности щитовидной железы, а именно, уровня тироксина и повышении уровня глюкозы и атерогенных фракций липидов на фоне снижения антиатерогенных липидов при низкой обеспеченности организма жиро- и водорастворимыми витаминами (А, Е, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>) актуальным является вопрос изучения состояния эндокринно-метаболического статуса жителей Севера на современном этапе.

**Материалы и методы исследования:** Обследовано 565 жителей Европейского Севера в возрасте от 20 до 50 лет, в том числе – Заполярные регионы (п. Несь, п. Нельмин-Нос) и приполярные территории (г. Архангельск). Обследованы группы постоянного европеоидного населения, а также аборигенное население Европейского Севера, как кочующего, так и оседлого. Осуществлен врачебный контроль и анкетирование обследованных лиц, которое включало данные как антропометрического, социального опроса, так и характера питания.

В лаборатории эндокринологии имени профессора А.В. Ткачёва в сыворотке крови методом иммуноферментного анализа с использованием коммерческих наборов фирмы «Human» GmbH (Германия) определены уровни гормонов системы гипофиз-щитовидная железа (тиреотропный гормон (ТТГ), общий трийодтиронин (Т3), общий тироксин (Т4), свободный тироксин (св.Т4), свободный трийодтиронин (св.Т3). Уровни тиреоглобулина и проинсулина в сыворотке крови определяли коммерческими наборами фирмы «DRG, GmbH» (Германия), адипонектина – наборами «DRG International Inc.» (США), содержание дофамина в плазме – наборами фирмы «Biomerica» (США) с использованием автоматизированного планшетного анализатора для ИФА «ELISYS Uno» («Human», Германия), фотометра «Stat Fax 303 Plus», микропланшетного инкубатора – встряхивателя «Stat Fax 2200» («Awareness Technology», США). Уровни инсулина, С-пептида в сыворотке крови определяли методом радиоиммунного анализа с использованием коммерческих наборов фирмы «Immunotech» (Чехия, Франция) на установке для радиоиммунохимических исследований «АРИАН» (Россия, Москва). Оценку результатов проводили согласно нормативам, указанным в инструкциях к соответствующим тест-системам.

На базе лаборатории биологической и неорганической химии в сыворотке крови спектрофотометрическим методом на биохимическом анализаторе «МАРС» с использованием наборов Chronolab AG (Швейцария) определены уровни показателей

углеводного обмена – глюкозы (ГЛЮ), лактата (ЛАК), пирувата (ПИР) и соотношение лактата к пирувату (ЛАК/ПИР); показателей липидного обмена – холестерина общий (ОХ), свободный (СХ) и этерифицированный (ЭХ), триглицериды (ТГ), липопротеины низкой и высокой плотности (хол-ЛПНП, хол-ЛПВП), аполипопротеины А и В (апо-А, апо-В). Содержание витамина ретинола (А), токоферола (Е), тиамина (В<sub>1</sub>), рибофлавина (В<sub>2</sub>) и адреналина определялось на анализаторе «Флюорат-02-АБЛФ» флюорометрическим методом, а продуктов перекисного окисления липидов (ПОЛ: диеновый конъюгат – ДК, малоновый диальдегид – МДА) на спектрофотомере Varian CARY 50.

Методом газожидкостной хроматографии с предварительной экстракцией липидов из плазмы крови [8] и последующим получением метиловых эфиров жирных кислот (ЖК) определено содержание: насыщенных ЖК – декановой (С<sub>10:0</sub>), ундециловой (С<sub>11:0</sub>), лауриновой (С<sub>12:0</sub>), тридекановой (С<sub>13:0</sub>), миристиновой (С<sub>14:0</sub>), пентадекановой (С<sub>15:0</sub>), пальмитиновой (С<sub>16:0</sub>), маргариновой (С<sub>17:0</sub>), стеариновой (С<sub>18:0</sub>), арахидиновой (С<sub>20:0</sub>), генэйкозановой (С<sub>21:0</sub>), бегеновой (С<sub>22:0</sub>), трикозановой (С<sub>23:0</sub>), лигноцериновой (С<sub>24:0</sub>); мононенасыщенных ЖК – миристоолеиновой (С<sub>14:1</sub>), пентадекановой (С<sub>15:1</sub>), пальмитоолеиновой (С<sub>16:1</sub>), гептадекановой (С<sub>17:1</sub>), элаидиновой (С<sub>18:1n9t</sub>), олеиновой (С<sub>18:1n9c</sub>), эйкозеновой (С<sub>20:1</sub>), эруковой (С<sub>22:1</sub>), нервоновой (С<sub>24:1</sub>); полиненасыщенных ЖК – линоэлаидиновой (С<sub>18:2n6t</sub>), линолевой (С<sub>18:2n6c</sub>), линоленовой (С<sub>18:3n3</sub>),  $\gamma$ -линоленовой (С<sub>18:3n6</sub>), эйкозодиеновой С<sub>20:2</sub>,  $\omega$ -6 эйкозатриеновой (С<sub>20:3n3</sub>),  $\omega$ -3 эйкозатриеновой (С<sub>20:3n6</sub>), арахидиновой (С<sub>20:4n6</sub>), докозодиеновой С<sub>22:2</sub>, эйкозопентаеновой (С<sub>20:5n3</sub>), докозагексаеновой (С<sub>20:6n3</sub>). Проведен также расчет соотношений значений ПНЖК  $\omega$ 3 и  $\omega$ 6:  $\omega$ 6/ $\omega$ 3,  $\omega$ 3С<sub>20:5n3</sub>/ $\omega$ 6 С<sub>20:4n6</sub> и  $\omega$ 3С<sub>20:6n3</sub>/ $\omega$ 6С<sub>20:4n6</sub>. Анализ метиловых производных ЖК проводили на газовом хроматографе Agilent 7890А (ПВД, капиллярная колонка «Agilent DB-23», 60\*0,25\*0,15) в режиме программирования температуры и скорости газа носителя азота. Идентификацию ЖК осуществляли с использованием стандарта «Supelco 37 RAME C<sub>4</sub>-C<sub>24</sub>» (USA). Количественный расчет уровней ЖК проводили методом внутреннего стандарта (монодекановая кислота) в программе «Agilent Chem Station B.03.01» (USA).

Для проверки статистической гипотезы применяли непараметрические методы анализа с использованием компьютерного пакета прикладных программ SPSS v 13.0: критерий Mann-Whitney и критерий Фишера для разности средних значений. Для выявления взаимосвязей между показателями использовали корреляционный анализ по Спирмену. Различия считали достоверными при уровне значимости  $p < 0,05$  [9].

**Результаты исследования:** Было показано, что активность щитовидной железы у жителей Заполярных регионов достоверно выше, чем у населения приполярных областей, в частности, жителей г. Архангельска. Содержание ТТГ составило  $2,49 \pm 0,15$  мМе/л по сравнению с  $1,69 \pm 0,15$  мМе/л у жителей Приполярья ( $p < 0,01$ ). Уровни общих фракций Т3 и Т4 у жителей Заполярья также превышают их значения у жителей Приполярья, соответственно,  $1,61 \pm 0,02$  нмоль/л и  $1,52 \pm 0,06$ ,  $p < 0,01$ ;  $98,2 \pm 1,2$  нмоль/л и  $84,0 \pm 1,6$  нмоль/л,  $p < 0,01$ . В то же время, показан дисбаланс в содержании свободных фракций йодтиронинов. Так, содержание св.Т3 составило  $4,64 \pm 0,12$  пмоль/л с 95 % диапазоном колебаний 4,41 – 4,88 пмоль/л при нормативных его величинах 2,15 – 6,45 пмоль/л, что указывает на некоторое смещение диапазона его значений в сторону больших значений при том, что его значение также несколько выше, чем у жителей Приполярья ( $4,25 \pm 0,2$  пмоль/л). Относительно содержания свободных фракций Т4 у жителей Заполярья регистрировали более низкое их содержание, чем у жителей приполярных регионов (соответственно,  $15,98 \pm 0,34$  пмоль/л и  $17,63 \pm 0,21$  пмоль/л,  $p < 0,01$ ) при нормативных значениях св.Т4 10,2 – 25,7 пмоль/л. Более низкое содержание в крови свободных фракций Т4 с увеличением содержания свободных фракций Т3 с продвижением на Север может указывать на усиление процессов

периферической конверсии йодтиронинов при действии холодового фактора.

В то же время, у жителей Европейского Севера при активизации функциональной активности щитовидной железы показано смещение содержания тиреоглобулина в крови в сторону нижних значений референтных норм. Так, среднее значение тиреоглобулина у жителей Заполярья составило  $7,4 \pm 0,9$  нг/мл, что соответствует нижним границам норм для данного показателя ( $2 - 50$  нг/мл). Кроме того, содержание тиреоглобулина в крови снижается по мере продвижения на Север. Так, его уровень у жителей Заполярья был достоверно ниже, чем у жителей приполярных регионов (соответственно  $7,4 \pm 0,9$  нг/мл и  $14,7 \pm 1,8$  нг/мл,  $p < 0,01$ ), что может свидетельствовать о снижении резервов синтеза йодтиронинов при продвижении в северные широты.

Показано также более низкое содержание дофамина, модулирующего активность системы гипофиз-щитовидная железа, у жителей Заполярных районов по сравнению с населением приполярных территорий, хотя его уровень на обеих территориях был выше нормативных значений. Содержание дофамина в крови составило  $0,77 \pm 0,14$  пмоль/л и  $2,08 \pm 0,54$  пмоль/л,  $p < 0,01$  при норме до  $0,65$  пмоль/л.

В ходе проведенного нами исследования также было установлено, что для жителей Заполярья выявлена высокая активность симпато-адреналовой системы, что выражается в увеличении экскреции адреналина, характерно наличие индивидуально высоких значений АДР в 67 % случаев.

Содержание инсулина и С-пептида в крови у населения Заполярья смещено к нижним границам физиологической нормы, соответственно,  $5,8 \pm 0,8$  мкЕд/мл при норме  $2,1 - 22$  мкЕд/мл и  $317,9 \pm 27,2$  пмоль/л при норме  $32,6 - 1458$  пмоль/л. В то же время, содержание проинсулина, являющегося маркером развития сахарного диабета, у жителей Заполярья смещено в сторону больших величин относительно нормативных значений. Так, его содержание составило  $3,09 \pm 0,31$  пмоль/л при рекомендуемых нормах  $2,5 \pm 1,8$  пмоль/л. Относительно адипонектина показано смещение медианы его содержания в сторону нижних границ. Так, медиана его содержания составила  $9,54$  мг/л при 95 % диапазоне его колебаний  $9,47 - 15,02$  мг/л.

В содержании фракций сывороточного холестерина у жителей Заполярья показано наличие индивидуально высоких показателей фракций сывороточного холестерина в 31,77 и 46 % случаях, соответственно ОХ, ЭХ и величина КЭ, и сниженных значений СХ у 25 % лиц. Следовательно, у жителей Заполярных регионов наблюдается нарушение распределения ОХ в крови на СХ и ЭХ в сторону увеличения последнего.

Апо-А – основной аполипопротеин ЛПВП, он активирует фермент лецитин-холестерол-ацилтрансферазу (ЛХАТ) и участвует в этерификации ХС. Значения данного метаболита были ниже физиологической нормы у 57 % лиц. Апо-В является аполипопротеином хиломикрон, ЛПОНП и лигандом для ЛПНП-рецептора. Однако, повышение АпоВ в крови приводит к увеличению атерогенных фракций липидов. Так, средняя концентрация АпоВ в крови находилась в пределах физиологической нормы, однако значения данного показателя были выше у 29 % лиц. Отклонение от нормы величины КА и соотношения апоВ/апоА в сторону повышения установлено в 46 и 43 % случаев соответственно. Следовательно, у жителей Заполярья снижены антиатерогенные защитные свойства организма за счет низкого уровня ЛПВП и апоА и повышения апоВ, величины КА и апоВ/апоА.

Изменение параметров окислительной системы крови вызвано различным уровнем активности перекисного окисления липидов у обследуемых лиц Заполярья, интенсивность которого оценивали по содержанию диеновых конъюгатов (ДК) и малонового диальдегида (МДА). Так, аномально высокие уровни ДК выявлены у 46 % лиц, а МДА у 16 %. При максимальных концентрациях ДК и МДА уровни витамина Е находились за пределами нижних границ нормальных значений у 54 % лиц, а в

содержании витамина А наблюдали дисбаланс: в 12 % случаев регистрировали гипервитаминоз и в 14 % случаев установлены аномально низкие уровни. Кроме того, частота встречаемости низкой обеспеченности витаминами В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> выявлена у 40,1 и 43,5 % лиц соответственно. С изменением традиционного уклада жизни и характера питания у жителей Заполярья формируются ранее несвойственные для них факторы риска развития гипергликемических процессов, связанные с увеличением содержания глюкозы в крови. Частота встречаемости высоких концентраций ГЛЮ (> 5,5 ммоль/л) составила 14,1 % лиц, аномально высоких значений (> 6,1 ммоль/л) – 4,7 % лиц, а низких – 29,2 %. Кроме того, в крови выявлено высокое содержание насыщенных жирных кислот – декановой (у 15 %), ундециловой (у 23 %), лауриновой (у 12 %), миристиновой (у 11 %), генэйкозановой (у 32% лиц) и мононенасыщенных жирных кислот – элаидиновой (у 28 %), эруковой (у 34 % лиц) и дефицит незаменимых эссенциальных ПНЖК – арахидиновой (у 82 %), эйкозапентаеновой (у 15 %), докозагексаеновой (у 25 % лиц).

Таким образом, проведенный анализ сывороточных показателей липидного обмена показал, что, несмотря на относительно низкие значения ЛПНП на фоне высоких значений ЛПВП, выявил снижение антиатерогенных защитных свойств организма среди жителей Заполярья, которое заключается в выявлении дисбаланса в содержании аполиппротеинов в сторону значительного снижения апо-А, при выраженном дефиците витамина Е, что сочетается с повышенным уровнем ОХ и нарушением соотношения его эфиров в сторону увеличения ЭХ, соотношения апоВ/апоА и КА. У лиц, проживающих в условиях Заполярья, в липидном обмене увеличивается содержание продуктов липопероксидации (ДК, МДА), дегградации ПНЖК, холестерина, особенно его эфирсвязанных форм, на фоне уменьшения содержания жиро- и водорастворимых витаминов.

Значимо низкий уровень ГЛЮ, ОХ и его эфиров у жителей Заполярья относительно Приполярья сопровождался достоверно высоким содержанием ЛПВП, ЛАК, ПИР, Лак/Пир, короткоцепочечных НЖК, омега 7 МНЖК и витамина Е при низком уровне ТГ, ЛПОНП, ЛПНП, КА, витаминов (В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, А), НЖК (среднецепочечных, длинноцепочечных), МНЖК (омега 9) и ПНЖК (омега 6 и в меньшей степени омега 3) в крови.

Следовательно, у жителей Заполярья достоверное повышение уровней ТТГ, ТЗ, Т4, св.ТЗ, ОХ, апо-В, КА, величины соотношения апоВ/апоА и снижение содержания тиреоглобулина и свободных фракций тироксина, апо-А, ЛПВП характеризуются нарушением соотношения СХ и ЭХ в сторону увеличения ЭХ и конечных продуктов ПОЛ, что формирует факторы риска развития дислипидемических процессов, ранее несвойственных для них. Кроме того, смещение содержания адипонектина, инсулина, С-пептида в сторону низких значений и проинсулина в сторону высоких на фоне повышенных уровней НЖК (особенно короткоцепочечных) и низких уровней незаменимых эссенциальных ПНЖК усиливает тиаминдефицитные состояния, снижает активность пируватдегидрогеназного комплекса, что формирует факторы риска развития гипергликемических состояний, ранее несвойственных для жителей Заполярья.

*Работа поддержана грантом №12-У-4-1021 программ инициативных фундаментальных исследований УрО РАН и грантом №11-26-13001 РГНФ-МинОИМП РЮО.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ткачев А.В., Бойко Е.Р., Губкина З.Д. и др. Эндокринная система и обмен веществ у человека на Севере. – Сыктывкар, 1992. – 153 с.
2. Бичкаева Ф.А. Эндокринная регуляция метаболических процессов у человека на Севере – Екатеринбург: УрО РАН, 2008. – 303с.
3. Туписова Е.В. Реактивность и компенсаторные реакции эндокринной системы

- у мужского населения Европейского Севера. – Екатеринбург: УрО РАН, 2009. – 202с.
4. *Туписова Е.В.* Функциональная активность щитовидной и половых желез в условиях Европейского Севера // XXI Съезд Физиологического общества им. И.П. Павлова: Тезисы докладов. – М. – Калуга, 2010. – С. 605.
  5. *Кубасов Р.В., Бичкаева Ф.А., Шенгоф Б.А.* Современное состояние липидного обмена у жителей полярных районов Архангельской области // Фундаментальные аспекты компенсаторно-приспособительных процессов. V Всероссийская научно-практич. конф. с международным участием. – Новосибирск, 2011. – С.108–109.
  6. Fish consumption and socio-economic factors among residents of Archangelsk city and the rural Nenets autonomous area / N. Petrenya, L. Dobrodeeva, M. Brustad, F. Bichkaeva et al. // *Circumpolar Health*, 2011; 70(1): 46–58.
  7. *Бичкаева Ф.А.* Механизмы изменения гомеостаза холестерина у жителей Заполярья / Ф.А. Бичкаева, Н.И. Волкова, Н.Ф. Баранова // VII Сибирский съезд физиологов: материалы съезда физиологов с международным участием. – Красноярск, 2012. – С. 61–62.
  8. *Folch J., Less M., Stanley G.A.* simple method for the isolation and purification of total lipids from animal tissues // *J. of biological chemistry*, 1957. – №226. – P.497-509.
  9. *Наследов А.Д.* SPSS 15.0 профессиональный статистический анализ данных. – СПб.: Питер, 2008. – 416 с.

#### **A-LEX, AN INTERDISCIPLINARY RESEARCH PROJECT ON SHIPPING IN THE ARCTIC**

*Larsen L.H.<sup>1</sup>, Kvamstad B.<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Akvaplan-niva, Tromsø, Norway

<sup>2</sup>Marintek, Trondheim, Norway

A-Lex, short for Regulating Arctic Shipping; Political, legal, technological and environmental challenges, is an interdisciplinary research project addressing aspects of increased shipping in arctic waters. A-Lex focuses on environmental impacts, technology development and needs for adjustments of rules and regulations. A-Lex is implemented during 2013 – 2016 by the University in Tromsø, faculties of Law and Social science (Overall project manager) in cooperation with Akvaplan-niva and Marintek. A-Lex has a budget of NOK 25 mill, and is funded by the Research Council of Norway, the Norwegian Foreign Department, the Fram Centre and the University of Tromsø.

Shipping in a region of challenging climate and poor infrastructure expose the environment to risks. The objective of A-Lex is to investigate necessary requirements for CDEM (construction, design, equipment and manning) standards and infrastructure, the sensitivity of Arctic ecosystems, and the adequacy of existing international legal instruments. During a pilot project, a scenario related to activities expected in a foreseeable future was created. With this as basis, the formal framework regulating Arctic shipping is described. The case study includes grounding of a medium size supply ship sailing en-route to a harbour in the Ob Bay, Russia, and is partly based on the wreckage of the container vessel "Rena" in New Zealand waters in October 2011.

A-Lex consists of four interrelated and integrated work packages (WPs):

WP1 investigates the state-of-the-art of supporting technologies and infrastructure for Arctic maritime operations. WP 1 is led by Marintek.

WP2 addresses the environmental implications of increased Arctic shipping. Focus is on sensitivity, impacts, footprint and include accidental release of propulsion fuel, containers and relevant general cargo items. WP2 is led by Akvaplan-niva.

WP 3 will address the scope of rights and duties of respective coastal States under

international law to conduct a prompt and effective response operation in respective situations where lives and the marine environment are threatened. WP 3 is led by the University of Tromsø

WP4 examines the processes on regulating Arctic shipping within relevant institutions such as the International Maritime Organization and the Arctic Council. WP4 is led by the University of Tromsø.

A-LEX is a cross-disciplinary effort, integrating individual findings from technology, environment, law and social science into recommendations for handling, managing and optimising Arctic shipping.

A-Lex is novel in its approach, as researchers from very different disciplines jointly focus on developing research and management recommendations for activities in a challenging area of the world's oceans. The A-Lex secretariat is located at the University of Tromsø faculty of Law. For further information, see the project web page at: <http://site.uit.no/alex/>

## СТРУКТУРА ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ И СОСТОЯНИЕ ИММУНИТЕТА ЖИТЕЛЕЙ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

*Самодова А.В.<sup>1,2</sup>, Ставинская О.А.<sup>1,2</sup>, Добродеева Л.К.<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Институт физиологии природных адаптаций УрО РАН, г. Архангельск

<sup>2</sup>Архангельский научный центр УрО РАН, г. Архангельск

Ненецкий автономный округ (НАО) находится за Северным полярным кругом, большая его часть, за исключением крайней юго-западной части, расположена в зоне Арктики. Крайняя северная точка округа в материковой части – на мысе Тонкий (69°51' с.ш. и 61°10' в.д.), в островной части – на п-ове Вайгач, мыс Болванский Нос (70°27' с.ш. и 58°32' в.д.). Климат округа оказывает существенное влияние на состояние иммунной защиты человека, проживающего и работающего в экстремальных природных условиях. В полярную ночь резко возрастает частота дефектов иммунной защиты: на 32,64 ± 1,48 % возрастает частота дефицита тимусзависимых лимфоцитов в крови, в 2,5 раза увеличивается уровень регистрации дефицита активности фагоцитарной защиты, почти в 3 раза возрастает частота выявления дефектов гуморальной защиты барьерных органов. В период полярного дня, напротив, резко возрастает фагоцитарная активность, активность антителообразования [1–3].

К неблагоприятным климатическим факторам арктической зоны относятся дефицит тепла, резкая фотопериодика, напряженный иономагнитный режим, который обеспечивается близостью магнитного полюса Земли и истонченностью магнитосферы. Влияние магнитных бурь не ограничивается обострением сердечно-сосудистой недостаточности, а проявляется системным дисбалансом рецепторной активности клеток, т.е. нарушением их функциональной активности. К этому следует добавить негативное влияние на здоровье человека низкого парциального содержания кислорода в приземном слое атмосферы, повышенного уровня диффузии в воздух родона и чрезвычайно низкой минерализации водоисточников [3].

В связи с вышесказанным целью работы является изучение состояния здоровья и оценка содержания показателей иммунологической реактивности у жителей Ненецкого Автономного округа, достаточно типичного субъекта, расположенного в Арктической зоне РФ.

**Методы.** В работе проведено иммунологическое обследование 115 человек взрослого населения поселка Нельмин Нос Ненецкого автономного округа. Обследование проведено в соответствии с документом «Этические принципы проведения медицинских исследований с участием людей в качестве субъектов

исследования» (Хельсинская декларация Всемирной медицинской ассоциации 1964 (с изменениями и дополнениями на 2008 год). Комплекс иммунологического исследования включал изучение лейкограммы, фенотипирование лимфоцитов (CD4+, CD8+, CD3+, CD16+, CD10+, CD71+, CD25+, HLA DR+, CD23+, CD95+) и определения в сыворотке крови иммуноглобулинов и гистамина. Содержание IgE, IgA, IgM (Seramnum Diagnostica, Германия), гистамина (DRG, Германия) выявляли в сыворотке и плазме крови с помощью твердофазного иммуноферментного метода. Реакцию оценивали с помощью фотометра Multiskan MS (Labsystems, Финляндия) при длине волны 450 нм. Количество фенотипов лимфоцитов изучали методом двойной пероксидазной метки с использованием моноклональных антител (НПЦ «МедБиоСпектр», Россия).

В исследуемой выборке выявлено нормальное распределение, в связи с чем статистическая обработка проводилась параметрическими методами. Для оценки полученных данных манипулировали методами описательной статистики с определением средней арифметической величины, величины средней ошибки, минимальных и максимальных значений изучаемых сигнальных молекул, а также стандартного отклонения. Уровень дисбалансов показателей иммунологической реактивности рассчитывался по данным частоты регистрации повышенных и пониженных их концентраций относительно нормативных пределов физиологических колебаний [4].

**Результаты.** По данным комплексного врачебного осмотра 115 человек, проживающих в п. Нельмин Нос НАО, первое ранговое место среди классов болезней занимают болезни сердечно-сосудистой системы, в частности, артериальная гипертензия (27,7 %). На втором месте стоят болезни желудочно-кишечного тракта, в том числе, паразитарное инфицирование (20,5 %), дисбактериоз кишечника (19,9 %), болезни желче-выводящих путей и холецистит (19,3 %), пищевая аллергия (12 %) и гастриты (7,2 %). Третье ранговое место делят болезни Лор-органов, болезни дыхательных путей и доброкачественные новообразования (соответственно 13,3, 12 и 12 %). Менее 10 % от общего числа выявленных заболеваний составляют артриты, артрозы (8,4 %), болезни эндокринной системы (4,2 %, тиреоидит).

При изучении особенностей иммунологической реактивности коренных жителей НАО установлено, что наиболее часто встречается недостаток содержания в периферической крови функционально активных Т-клеток (CD3+), дефицит которых выявлен у 61,1 % обследуемых лиц. Частота регистрации дефицита лимфоцитов с рецептором к трансферрину (CD71+) составила 60,4 %, Т-клеток с рецептором к интерлейкину-2 (CD25+) – 58,04 %, Т-хелперов (CD4+) – 53,7 %. Несколько реже обнаруживаются избыточные концентрации в крови цитотоксических клеток CD8+ (39,5 %), натуральных киллеров CD16+ (41,4 %) и лимфоцитов, способных к пролиферации CD10+ (32,4 %). Дефицит активных фагоцитов установлен у 32,5 % обследуемых лиц. Отмечается значительный уровень регистрации моноцитоза (33,2 %), эозинофилии (38,2 %) и нейтропении (22,3 %). Обращают на себя внимание и повышенные концентрации IgE (22,6 %), что соответствует увеличению содержания клеток с рецептором к IgE (CD23+  $0,70 \pm 0,02 \times 10^9$  кл/л). Среднее содержание гистамина составило  $2,4 \pm 0,19$  нг/мл; у 59,6 % обследуемых лиц регистрируется повышенные его концентрации по сравнению с референтными значениями (0,3–1 нг/мл).

**Анализ результатов.** Выявленное в структуре заболеваний увеличение числа лиц с патологией сердечно-сосудистой системы ассоциировано со значительной частотой регистрации избыточных концентраций IgE, IgM (19,3 %), гистамина и уменьшением функциональной активности Т-лимфоцитов.

Болезни желудочно-кишечного тракта связаны, с высокой степенью

инфицированности паразитами, дрожжеподобными грибами рода *Candida* и дисбактериозом. Со стороны иммунной системы болезни ЖКТ ассоциированы с моноцитозом, эозинофилией, гипериммуноглобулинемией E, активизацией клеточной цитотоксичности посредством цитотоксических (CD8+) лимфоцитов и натуральных киллеров (CD16+), дефицитом фагоцитарной защиты в сочетании с нейтропенией.

Рост патологии Лор-органов и болезней дыхательных путей взаимосвязан с дефицитом IgA, реализующих защиту барьерных тканей (слизистых, кожи и серозных оболочек), и дефицитом содержания нейтрофильных гранулоцитов, осуществляющих фагоцитоз.

Общей отличительной особенностью иммунного статуса жителей Заполярья является чрезвычайно высокий уровень Т-лимфоцитов с рецептором к IgE (88,69 %). Содержание иммуноглобулинов данного класса было выше общепринятых норм в 22,6 %. Это свидетельствует о высоком уровне распространенности аллергии реактинового варианта [5], особенно скрытых форм.

Таким образом, состояние иммунной защиты у жителей Заполярья отличается, также как и 20 лет назад, функциональной недостаточностью Т-лимфоцитов, дефицитом фагоцитарной защиты и IgA. При поражениях ССС в крови увеличено содержание IgM и IgE на фоне значительной частоты регистрации пониженных концентраций CD25+, CD71+ и HLADR. Патология ЖКТ инициируется паразитарным инфицированием и дисбактериозом с формированием инфекционной аллергии при участии реактинового компонента. Болезни верхних дыхательных путей и легких ассоциированы с дефицитом фагоцитоза и IgA.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Добродеева Л.К.* Иммунологическая реактивность, состояние здоровья населения Архангельской области / *Л.К. Добродеева, Л.П. Жилина* – Екатеринбург: УрО РАН, 2004. – 228 с.
2. *Добродеева Л.К.* Иммунологическое районирование Архангельской области / *Л.К. Добродеева.* – Архангельск: Март, 1997. – 68 с.
3. *Добродеева Л.К.* Экологически зависимые изменения иммунитета на Севере / *Л.К. Добродеева, Л.В. Сенькова, Н.Б. Московская* // Физиологические закономерности гормональных, метаболических, иммунологических изменений в организме человека на Европейском Севере. – Сыктывкар, 1997. – С. 97-116.
4. Пределы физиологического колебания в периферической крови метаболитов, гормонов, лимфоцитов, цитокинов и иммуноглобулинов у жителей Архангельской области / под ред. Л.К. Добродеевой. – Архангельск: Изд. Центр СГМУ, 2005. – 52 с.
5. *Sherrill D.* Relationships between total serum IgE, atopy: a twenty-years follow-up analysis / *D. Sherri, M. Halonen, B. Byrrows* // *J. Allergy Clin. Immunol.* – 1994. – Vol. 94. – P. 954–962.

#### АКТИВНОСТЬ ИММУНО-КОМПЕТЕНТНЫХ КЛЕТОК У ВЗРОСЛЫХ СЕВЕРЯН ОСЕДЛОГО И КОЧЕВОГО ОБРАЗА ЖИЗНИ

*Щёголева Л.С., Некрасова М.В., Сергеева Т.Б., Филиппова О.Е., Рыбкина А.Ю., Шашкова Е.Ю., Бичкаев А.А.*

Институт физиологии природных адаптаций УрО РАН, г. Архангельск

В России оленеводство называют «этносохраняющей отраслью», роль которой в сохранении традиционных культур коренных народов Севера трудно переоценить. Клеточный иммунный ответ характеризуется активацией макрофагов, натуральных киллеров, антиген-специфичных Т-лимфоцитов, выделением цитокинов [4]. Многолетний мониторинг иммунного статуса северян показал, что фагоцитарная

активность и процессы дифференцировки иммунокомпетентных клеток в реализации иммунного ответа снижены [7].

Представляло интерес выявить характерные особенности клеточного иммунитета у жителей приполярного региона, в частности у оленеводов, ведущих кочевой образ жизни в Канинской тундре.

Стиль жизни ненцев и коми, коренного населения Крайнего Севера России, который оставался стабильным вот уже несколько тысячелетий, может полностью измениться буквально через несколько лет.

Стремительный отход ненцев и коми от традиционных устоев жизни привел к изменению характера профессиональной занятости, качества питания и, как следствие, к появлению многих до этого редко встречающихся форм патологии, таких как артериальная гипертензия, ишемическая болезнь сердца, инфаркт миокарда, сахарный диабет, близорукость. К настоящему времени известно, что иммунологическая реактивность северян характеризуется повышенным уровнем иммуносупрессии, что в свою очередь свидетельствует об активизации клеточных, а в конечном итоге и гуморальных механизмов иммунитета. В результате неэффективности супрессорного звена происходит появление и нарастание концентраций ЦИК (циркулирующих иммунных комплексов), некоторых иммуноглобулинов и аутоантител, которые способствуют развитию аутоиммунных и аллергических заболеваний.

В условиях выраженного иммунодефицита Т-клеток у северян [2, 6] указанные процессы в полной мере реализуют воздействие на организм клеточно-опосредованной цитотоксичности. Однако, адекватное хелперно-супрессорное соотношение является не только диагностическим, прогностическим, но и физиологическим показателем, уравнивающим активизацию и подавление иммунных реакций организма человека в условиях стресса. Нет сведений о возможной иммуностимулирующей роли клеточно-опосредованной цитотоксичности. В последнее время стали появляться единичные сведения о механизмах, через которые ЦТЛ (цитотоксические лимфоциты) способны стимулировать клеточный и гуморальный иммунные ответы, влиять на содержание провоспалительных и противовоспалительных цитокинов, необходимых для адекватного иммунного ответа [4].

Таким образом, физиологические особенности иммунных механизмов адаптации у кочующих оленеводов Канинской тундры, механизм и физиологическая роль цитотоксических клеток, их влияние на развитие иммунного ответа до сих пор остаётся спорным, а единичные сведения немногочисленны и противоречивы. В связи с этим, представляет интерес в рамках физиологических особенностей в условиях климатического и профессионального стресса изучение физиологической роли клеточно-опосредованной цитотоксичности в реализации врождённого и адаптивного иммунитета у лиц, ведущих кочевой образ жизни в приполярном регионе.

Вопросы оценки иммунного статуса и резервных возможностей иммунной регуляции, прогнозирования здоровья северян, изучены недостаточно, но именно биологическое понимание направленности и значимости адаптивных процессов для жизненного цикла человека и популяции в целом позволит прогнозировать характер здоровья будущих поколений северян, наметить и определить средства его оптимизации [1, 2, 3, 5, 6].

**Материалы и методы.** Проведено иммунологическое обследование 24 человек, проживающих в Пинежском районе Архангельской области (п. Пинега). Исследования проведены в марте 2010 – 2011 годов. Из них 12 оленеводов и 12 чумработниц в возрасте 19 – 50 лет, ведущих кочевой образ жизни. Все люди на момент обследования были практически здоровы по заключению поселкового врача-терапевта. Определяли содержание в периферической крови лейкоцитов, лимфоцитов, лимфоцитов с рецепторами CD3<sup>+</sup>, CD4<sup>+</sup>, CD5<sup>+</sup>, CD8<sup>+</sup>, CD10<sup>+</sup>, CD16<sup>+</sup>, CD25<sup>+</sup>, CD71<sup>+</sup>. Кровь для исследования брали из локтевой вены в объеме 6 мл, натощак. Содержание лейкоцитов

определяли стандартным методом подсчета клеток в камере Горяева. Процентное содержание субпопуляций Т-лимфоцитов ( $CD3^+$ ,  $CD4^+$ ,  $CD5^+$ ,  $CD8^+$ ,  $CD10^+$ ,  $CD16^+$ ,  $CD25^+$ ,  $CD71^+$ ) определяли методом непрямой иммунопероксидазной реакции с использованием моноклональных антител (ООО «МедБиоСпектр», г. Москва) на препаратах типа «высушенная капля» с применением пероксидазного конъюгата и окрашиванием раствором хромогена для анализа в иммерсионной микроскопии.

**Цель исследования** – выявить особенности клеточного иммунного ответа у кочующих лиц Арктического региона.

**Результаты и обсуждение.** Анализируя клеточное звено иммунитета, выявили: содержание лимфоцитов с рецепторами к  $CD3^+$  составляет в среднем  $0,58 \pm 0,05 \cdot 10^9$  кл/л (соответственно  $0,54 \pm 0,03$  и  $0,62 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л). Среднее содержание всех Т-клеток ( $CD5^+$ ) –  $0,62 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л (соответственно  $0,58 \pm 0,04$  и  $0,65 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л). У женщин концентрации всех Т-клеток ( $CD5^+$ ) и зрелых функционально активных ( $CD3^+$ ) существенно ниже, чем у мужчин оленеводов ( $p < 0,05 - 0,01$ ). Среднее содержание клеток с рецепторами к  $CD5^+$  больше, чем содержание  $CD3^+$  ( $p < 0,05 - 0,01$ ). Учитывая, что не все Т-лимфоциты обладают сорбционной активностью [4], а так же учитывая соотношения концентраций указанных клеток у обследуемых лиц, следует признать, что резкое снижение уровня всех Т-лимфоцитов у 95,66 % всех обследуемых, в том числе 100,0 % женщин, происходит за счет дефицита зрелых форм  $CD3^+$  ( $r = 0,85$ ;  $p < 0,01$ ).

Уровень содержания Т-лимфоцитов хелперов/индукторов  $CD4^+$  находится в пределах общепринятых физиологических норм, при чем у 39 % женщин достоверно ниже, чем у мужчин ( $0,51 \pm 0,03$  и  $0,60 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л соответственно,  $p < 0,01$ ).

Концентрации клеток  $CD8^+$  в среднем составили  $0,52 \pm 0,04$  у женщин и  $0,61 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л у мужчин, что в 1,5 – 2 раза превышает нормативные значения у 62 % женщин и у 61 % мужчин физиологического содержания. Крайне низкие значения хелперно/супрессорного коэффициента ( $< 2$ ) являются следствием нарушения хелперно/супрессорного соотношения за счет повышенных концентраций Т-лимфоцитов (супрессоров/киллеров  $CD8^+$ ) в периферической крови. Высокий уровень корреляционной взаимосвязи между указанными параметрами, а также высокий удельный вес клеток  $CD8^+$  от всего дифференцированного пула  $CD3^+$  свидетельствует о выраженной супрессии обследуемых оленеводов трудоспособного возраста, ведущих кочевой образ жизни.

Уровень содержания Т-клеток естественных киллеров  $CD16^+$  в среднем составляет  $0,56 \pm 0,05 \cdot 10^9$  кл/л без различий по полу,  $p < 0,05$ . Содержание малодифференцированных клеток  $CD10^+$  в среднем  $0,55 \pm 0,05 \cdot 10^9$  кл/л, что достаточно велико, особенно у 35 % мужчин ( $0,52 \pm 0,04$  и  $0,57 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л соответственно).

Концентрация Т-лимфоцитов, взаимосвязанных с интерлейкин-2-активацией ( $CD25^+$ ), составляет  $0,54 \pm 0,10 \cdot 10^9$  кл/л с колебанием у женщин и мужчин соответственно  $0,63 \pm 0,09$  и  $0,45 \pm 0,11 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,05$ . В пользу активного состояния Т-клеточного иммунитета указывает тот факт, что уровень клеток с рецептором к интерлейкин-2 ( $CD25^+$ ) достаточно высок и перекрывает содержание Т-клеток у 13 % женщин ( $0,63 \pm 0,09$  и  $0,45 \pm 0,11 \cdot 10^9$  кл/л соответственно),  $p < 0,01$ .

Содержание клеток с рецептором к трансферину ( $CD71^+$ )  $0,55 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л без существенной разницы по полу. Высокие концентрации лимфоцитов с рецептором к трансферину ( $CD71^+$ ) в среднем наблюдаются в 10 % случаев (8 и 11 % соответственно у женщин и мужчин). Анализ показал, что у 46 % респондентов выявлены концентрации лимфоидных клеток с рецептором к трансферину ближе к нижней границе норм без существенной разницы по полу (соответственно 46 и 46 %), и только в 10 % зафиксированы повышенные значения данного показателя.

Изучая частоту регистрации дисбалансов, выявили, что у 2 % обследуемых лиц (исключительно у женщин) зафиксированы повышенные концентрации зрелых

функционально активных лимфоцитов CD3<sup>+</sup> (2 %;  $p < 0,001$ ). В то же время дефицит вышеуказанного параметра в среднем составляет 78 % случаев обследуемых лиц. Следует отметить, что у женщин дефицит указанного параметра встречался значительно чаще (соответственно 95 и 61 %;  $p < 0,001$ ).

Дефицит хелперов/индукторов CD4<sup>+</sup> встречался в 2,5 раза чаще (35 %), чем его повышенные концентрации (14 %), особенно у женщин (39 и 10 %  $p < 0,01$ ).

Тревожит тот факт, что у 92–100 % жителей п. Пинега выявлен значительный дефицит содержания всех Т-клеток CD5<sup>+</sup>. Указанный дефицит коррелятивно связан с клетками CD8<sup>+</sup> ( $r = 0,81$ ); CD10<sup>+</sup> ( $r = 0,87$ ); CD16<sup>+</sup> ( $r = 0,76$ ); CD71<sup>+</sup> ( $r = 0,77$ ).

Высокие уровни цитотоксических лимфоцитов CD8<sup>+</sup> в среднем встречались у 62 % обследуемых лиц, при этом у 62 % женщин и 61 % мужчин данный показатель составил  $0,57 \pm 0,05 \cdot 10^9$  кл/л. Недостаточность в содержании клеток с рецепторами к CD8<sup>+</sup> выявлена у 8 % женщин и только в 4 % случаев у мужчин ( $p < 0,01$ ). Крайне настораживает тот факт, что у большей половины обследуемых выявлены аномально низкие значения хелперно-супрессорного коэффициента (CD4<sup>+</sup>/CD8<sup>+</sup>), в первую очередь, за счет повышенных концентраций лимфоидных клеток CD8<sup>+</sup>.

В наших исследованиях у 34 % лиц отмечены повышенные концентрации клеток CD10<sup>+</sup>, отражающих уровни лимфопролиферации без существенной разницы по полу (соответственно 33 и 35 %,  $p < 0,01$ ). Уровни содержания естественных киллеров CD16<sup>+</sup> в 47 % случаев зафиксированы ближе к верхней границы нормы, особенно у женщин (соответственно 56 и 38 %).

Проведен корреляционный анализ между уровнями содержания иммунокомпетентных клеток: сильные прямые корреляционные взаимосвязи ( $r = 0,7$ ) лимфоцитов CD71<sup>+</sup> выявлены с клетками – CD3<sup>+</sup>, CD4<sup>+</sup>, CD5<sup>+</sup>, CD8<sup>+</sup>, CD10<sup>+</sup>, CD16<sup>+</sup>, как у мужчин, так и у женщин. Умеренных и слабых взаимосвязей не было выявлено ни в одном случае.

Активированное состояние клеточного звена иммунитета подтверждается высокими концентрациями Т-активаторов: интерлейкин-2-активатор CD25<sup>+</sup> (соответственно  $0,63 \pm 0,09$  и  $0,45 \pm 0,11 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,01$ ), CD71<sup>+</sup> ( $0,55 \pm 0,03$  и  $0,54 \pm 0,08 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,001$ ), общего количества лимфоцитов ( $2,41 \pm 0,12$  и  $2,76 \pm 0,26 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,001$ ), Т-хелперов CD4<sup>+</sup> ( $0,51 \pm 0,03$  и  $0,60 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,001$ ), Т-супрессоров CD8<sup>+</sup> ( $0,52 \pm 0,04$  и  $0,61 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,01$ ), Т-киллеров CD16<sup>+</sup> ( $0,56 \pm 0,03$  и  $0,56 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,001$ ) на фоне выраженного дефицита всех Т-клеток CD5<sup>+</sup> ( $0,58 \pm 0,04$  и  $0,65 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,01$ ), умеренного дефекта зрелых клеток CD3<sup>+</sup> ( $0,54 \pm 0,03$  и  $0,62 \pm 0,07 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,01$ ) и активной (фоновой) лимфопролиферации CD10<sup>+</sup> (соответственно  $0,52 \pm 0,04$  и  $0,57 \pm 0,06 \cdot 10^9$  кл/л,  $p < 0,001$ ).

Полученные результаты свидетельствуют о том, что дефект фагоцитарной активности (преимунные реакции) предопределяет в дальнейшем активированное состояние Т-клеточного звена и вызывает напряжение состояния В-клеточного звена иммунитета, увеличивая цитотоксическую активность, рост рецепторов к трансферину.

Таким образом, физиологическими особенностями иммунного ответа у практически здоровых оленеводов являются:

- дефицит зрелых функционально активных Т-клеток (CD3<sup>+</sup>), который стимулирует активацию цитотоксических лимфоцитов (высокие конц-ии CD8<sup>+</sup> и CD16<sup>+</sup>) и большую частоту их распространения;
- рост иммуносупрессии активизирует процессы апоптоза (CD95<sup>+</sup>);
- высокий уровень апоптоза стимулирует выработку молодых клеток (лимфопролиферации CD10<sup>+</sup>). Высокая фоновая лимфопролиферация (CD10<sup>+</sup>) по данным профессора Л.К. Добродеевой 2004 года, препятствует дифференцировке клеток.

На основании полученных данных особенностью иммунного ответа у кочующих оленеводов является увеличение концентрации цитотоксических лимфоцитов –

иммуносупрессии, что вероятно компенсирует дефицит зрелых CD3<sup>+</sup> клеток и поддерживает умеренную (не выраженную) активацию отдельных этапов иммунного ответа (только у 8 % лиц повышены CD71<sup>+</sup> и до 30 % лиц имели повышенные HLA-DR<sup>+</sup>).

*УрО РАН №12-4-5-025-АРКТИКА; № 08-2013-03а*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Гудков А.Б., Попова О.Н., Небученных А.А.* Новоселы на Европейском Севере. Физиолого-гигиенические аспекты: - монография. Архангельск: Издательство Северного государственного медицинского университета, 2012. – 285 с.
2. *Добродеева Л.К., Жилина Л.П.* Иммунологическая реактивность, состояние здоровья населения Архангельской области. Екатеринбург: УрО РАН, 2004. – 229 с.
3. *Поскотинова Л.В.* Вегетативная регуляция ритма сердца и эндокринный статус молодежи в условиях Европейского Севера России. Екатеринбург: УрО РАН, 2010. – 229 с.
4. *Фрейдлин И.С.* Иммунные комплексы и цитокины / И.С. Фрейдлин, С.А. Кузнецова // Мед. иммунология. – 1999. – № 1–2. – С. 27–37.
5. Человек на Севере: системные механизмы адаптации: сб. тр., посвященный 20-ти летию НИЦ «Арктика» ДВО РАН / под общ. ред. засл. деятеля науки, д. м. н., проф. *А.Л. Максимова.* – Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 2011 – Т. 2 – 167 с.
6. *Щёголева Л.С.* Резервные возможности иммунного гомеостаза у человека на Севере / Л. С. Щёголева. – Екатеринбург: УрО РАН, 2007.– 207 с.
7. *Щёголева Л.С.* Результаты исследования иммунного статуса у человека в условиях Севера / *Л.С. Щёголева, Л.К. Добродеева* // Иммунология. – 2003. – Т. 24, № 3. – С. 177–180.

#### **ВОЗМОЖНОСТИ НЕМЕДИКАМЕНТОЗНОЙ КОРРЕКЦИИ НАРУШЕНИЙ НЕРВНОЙ РЕГУЛЯЦИИ СЕРДЕЧНО-СОСУДИСТОГО ТОНУСА У РАБОТНИКОВ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АРКТИКЕ**

***Поскотинова Л.В.***

Институт физиологии природных адаптаций УрО РАН, г. Архангельск

Проблема коррекции психоэмоциональных расстройств и нарушений функций сердечно-сосудистой системы у жителей циркумполярных территорий остается актуальной. Реактивность на стресс тонуса сосудов у жителей Севера достаточно высока и зависит от продолжительности светового дня, широты проживания и сезонных гормональных перестроек. При этом наблюдаются и различные варианты перестроек биоэлектрической активности головного мозга (электроэнцефалограммы – ЭЭГ), которые в свою очередь зависят от исходных уровней в крови гормонов щитовидной железы и «гормона счастья» – серотонина [1, 2, 3]. Данные физиологические особенности приводят к формированию артериальной гипертензии (АГ).

Артериальная гипертензия является социально значимым заболеванием, которое все чаще формируется в молодом возрасте [4, 5]. Установлено, что суточный ритм артериального давления у северных пациентов с АГ характеризовался признаками десинхроноза и повышенной возбудимости симпатического отдела нервной системы [6]. При использовании различных типов вахтовой организации труда функциональные резервы и неэкономичная работа сердечно-сосудистой системы наблюдались в течение вахты у 31–68 % нефтяников [7]. Одной из причин формирования АГ у северян, в том числе у лиц, работающих на разработке углеводородных месторождений, является рассогласование управляющих функций центральной нервной системы и работы сердца и сосудов опосредованно через нарушение эндокринных функций [8]. При этом низкая

эффективность синхронизации психоэмоциональных реакций, активации эндокринной системы и недостаточная функциональная активность правого полушария мозга ведут к формированию дизадаптивной артериальной гипертензии, сопровождающейся накоплением в крови атерогенных липидов, сахара, ухудшением функции печени, нарастанием ситуационной метеореакции [8].

Снижение общей variability сердечного ритма (BCP) может служить неблагоприятным прогностическим критерием развития сердечно-сосудистой патологии, в том развития числе внезапной сердечной (коронарной) смерти. Метод кардиотренинга в виде биоуправления параметрами variability сердечного ритма (BCP), известный за рубежом как «heart rate variability (HRV) biofeedback», призван увеличить общую variability ритма сердца посредством реализации биологической обратной связи (БОС) [9, 10, 11]. Методы биоуправления с использованием биологической обратной связи – технологии, которые основаны на принципе саморегуляции функций, и которые позволяют человеку самостоятельно корректировать своё функциональное состояние. Обучение такой технологии будет способствовать в последующем личности более эффективно справляться со стрессовыми воздействиями в экстремальной среде обитания, используя энергосохраняющие стратегии.

На примере обследования более 200 подростков 15–17 лет и более 100 взрослых лиц приполярных и заполярных территорий установлено, что при данном виде воздействия происходит не только снижение стрессового влияния на сердечную деятельность, но и улучшение работы областей мозга, отвечающих за регуляцию работы внутренних органов, эмоциональное состояние и уровень бодрствования. В большинстве случаев происходят процессы снижения активности глубоких структур и повышения активности коры мозга, что также является фактором оптимизации работы головного мозга человека, живущего в условиях Севера. При этом активизируется работа правого полушария, функции которого связаны с работой сердечно-сосудистой системы, адаптации к новым условиям среды обитания. Однако у лиц с повышенным артериальным давлением (выше 140/90 мм.рт.ст.) и повышенным индексом напряжения сердечной деятельности [12], особенно на фоне снижения уровня в крови серотонина (гормона «счастья»), саморегуляция значительно затруднена и требует более продолжительных сеансов биоуправления для достижения эффекта [13].

При однократном сеансе управляемого повышения общей variability ритма сердца также происходит оптимизация тонуса мозговых сосудов – при исходно высоком тонусе происходит его снижение, а при сниженном тонусе – его повышение [14]. При этом характер изменений кровенаполнения мозговых сосудов у жителей Заполярья отличается от таковых изменений у жителей приполярных районов. У жителей Заполярья изменяется тонус сосудов в передних областях головного мозга, а у жителей приполярья – изменения преимущественно в правой лобной области. Это свидетельствует о генерализованной реакции сосудов головного мозга у жителей Заполярья и более локальной у жителей приполярья в ответ на сеанс саморегуляции.

Нами установлено, что эффект от сеансов биоуправления параметрами ритма сердца в среднем устанавливается к 3–4 сеансу [15] и при этом оптимизируется не только сердечная деятельность, но и степень насыщения организма кислородом. В то же время способность к биоуправлению параметрами ритма сердца с целью повышения общей variability ритма сердца в течение однократной короткой записи (5 минут) может рассматриваться как тест определения сохранности резервов нервной регуляции сердечной деятельности и уровня функционирования нейро-висцеральных регуляторных связей у лиц с повышенным артериальным давлением. Степень успешности биоуправления параметрами ритма сердца на первом сеансе предопределяет в дальнейшем индивидуальную стратегию саморегуляции (длительность сеансов, частоту их проведения), что делает человека, работающего в экстремальных условиях

более активным участником в проведении врачом комплексной терапии артериальной гипертензии. Учитывая достаточный опыт работы с методикой биоуправления, высокую степень мобильности комплексов регистрации вариабельности сердечного ритма и электроэнцефалограммы, мероприятия по диагностике нейрососудистых нарушений и их коррекции могут значительно оптимизировать уровень здоровья работников экстремальных видов профессий в условиях Арктики.

*Работа поддержана грантом Президиума РАН «Фундаментальные науки-медицине» №12-П-4-1038 (2013 г).*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Кривоногова Е.В., Поскотинова Л.В., Дёмин Д.Б., Ставинская О.А.* Биоуправление параметрами вариабельности ритма сердца и уровень серотонина у молодых лиц Ненецкого автономного округа и Архангельской области. *Фундаментальные исследования* 2012; 11 (1): 25-29
2. *Поскотинова Л.В., Дёмин Д.Б., Кривоногова Е.В.* Возрастные особенности изменений биоэлектрической активности головного мозга при биоуправлении параметрами ритма сердца у подростков Приполярного региона. *Фундаментальные исследования* 2012; 5 (1): 180-184
3. *Demin D., Poskotinova L., Krivonogova E.* Thyroid effect to brain activity at adolescents during heart rhythm biofeedback session. 8<sup>th</sup> FENS Forum of Neuroscience Abstract. Barcelona, Spain 2012; No A-471-0214-00052.
4. *Чазова И.Е., Ратова Л.Г., Бойцов С.А., Небиеридзе Д.В.* Диагностика и лечение артериальной гипертензии. Рекомендации Российского медицинского общества по артериальной гипертензии и Всероссийского научного общества кардиологов. *Системные гипертензии* 2010; 3: 5–26.
5. *Чернова И.М., Лукьянов М.М., Сердюк С.Е., Бойцов С.А.* Особенности факторов риска, механизмов развития, клинического течения и поражения органов-мишеней у больных артериальной гипертензией молодого возраста. *Системные гипертензии* 2008; 3:60-65
6. *Гапон Л.И., Шуркевич Н.П., Ветошкин А.С. и др.* Суточный профиль и хроноструктура ритма артериального давления у больных артериальной гипертензией: десинхроноз как фактор формирования болезни в условиях вахты на Крайнем Севере. *Кардиоваскулярная терапия и профилактика* 2011; 10 (1): 38-46
7. *Сарычев А.С., Гудков А.Б.* Оценка физиологических резервов у вахтовиков в полевых условиях Заполярья. *Экология человека* 2011; 11: 14-18
8. *Хаснулин В.И.* Психонейрогуморальные взаимоотношения и артериальная гипертензия у людей, работающих на Севере вахтовым методом. *Бюллетень Сибирского отделения РАМН* 2010; 30 (3): 78-85
9. *Lehrer P.M., Vaschillo E., Vaschillo B. et al.* Heart Rate Variability Biofeedback Increases Baroreflex Gain and Peak Expiratory Flow. *Psychosomatic Medicine*. 2003; 65: 796-805
10. *Lin G., Xiang Q., Fu X. et al.* Heart rate variability biofeedback decreases blood pressure in prehypertensive subjects by improving autonomic function and baroreflex. *Journal of Alternative and Complementary Medicine* 2012; 18(2): 143-152.
11. *Wang S.Z., Li S., Xu X.Y. et al.* Effect of slow abdominal breathing combined with biofeedback on blood pressure and heart rate variability in prehypertension. *Journal of Alternative and Complementary Medicine* 2010; 16(10): 1039-1045.
12. *Demin D.B.* The assessment of reactions of polygraphic parameters at HRV-biofeedback training in adolescents with different variants of cardiac autonomic nervous system tone. *Vestn. Ross. Akad. Med. Nauk* 2012; (2): 11-15
13. *Поскотинова Л.В., Хасанова Н.М., Диева М.Н. и др.* Роль серотонина в изменении нейровегетативных показателей при биоуправлении параметрами вариабельности сердечного ритма у лиц с различным уровнем артериального давления. *Фундаментальные исследования* 2012; 9 (4): 827-830

14. *Poskotinova L., Kamenchenko E.A.* Parameters of cardiovascular system and rheoencephalogram in healthy 15-17 years adolescents during HRV biofeedback. 8<sup>th</sup> FENS Forum of Neuroscience Abstract. Barcelona, Spain 2012; No A-471-0214-00061.
15. *Поскотинова Л.В., Семенов Ю.Н.* Способ коррекции вегетативных дисбалансов с помощью комплекса для обработки кардиоинтервалограмм и анализа variability сердечного ритма “Варикард 2.51”, работающего под управлением компьютерной программы ISCIM 6.1 (BUILD 2.8), с использованием биологической обратной связи. Патент 2317771 РФ. Оpubл. 27.02.2008. Бюл. № 6.

## ХАРАКТЕРИСТИКА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ ТОБОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Дронг О.В.**

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,  
г. Архангельск.

Перспективы развития Севера европейской части России в ближайшем будущем связаны с добычей в Тимано-Печорской провинции значительных запасов нефти. При этом вопрос обеспечения безопасности технологических процессов и снижение воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду стоит достаточно остро. Это обстоятельство в значительной степени определяет необходимость создания и применения новых подходов к решению сложного и актуального вопроса, связанного с экологической безопасностью, с учетом специфики климатических и геологических особенностей региона, а также физико-химических свойств добываемого сырья.

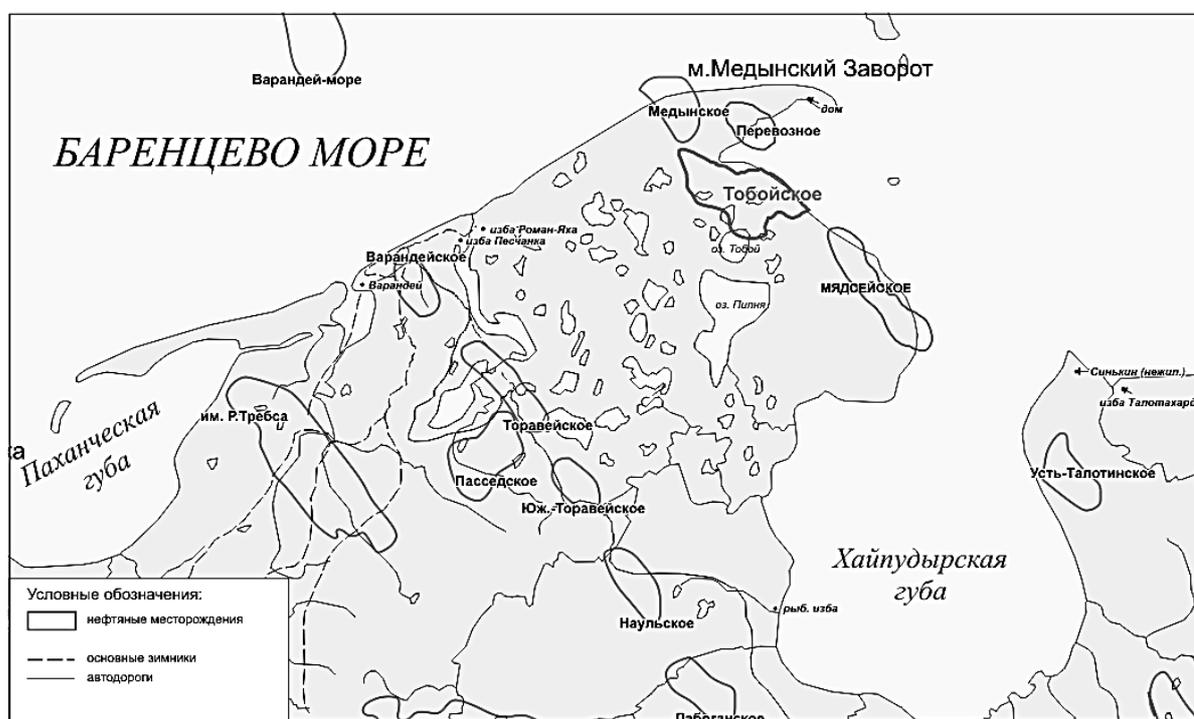


Рисунок 1 – Обзорная карта расположения Тобойского месторождения

Тобойское нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в прибрежной части Печорского моря на Медынском полуострове (рис. 1) и является одним из первоочередных объектов освоения нефтяных месторождений Ненецкого автономного округа. Месторождение открыто в 1983 году, введено в разработку в 2003 году.



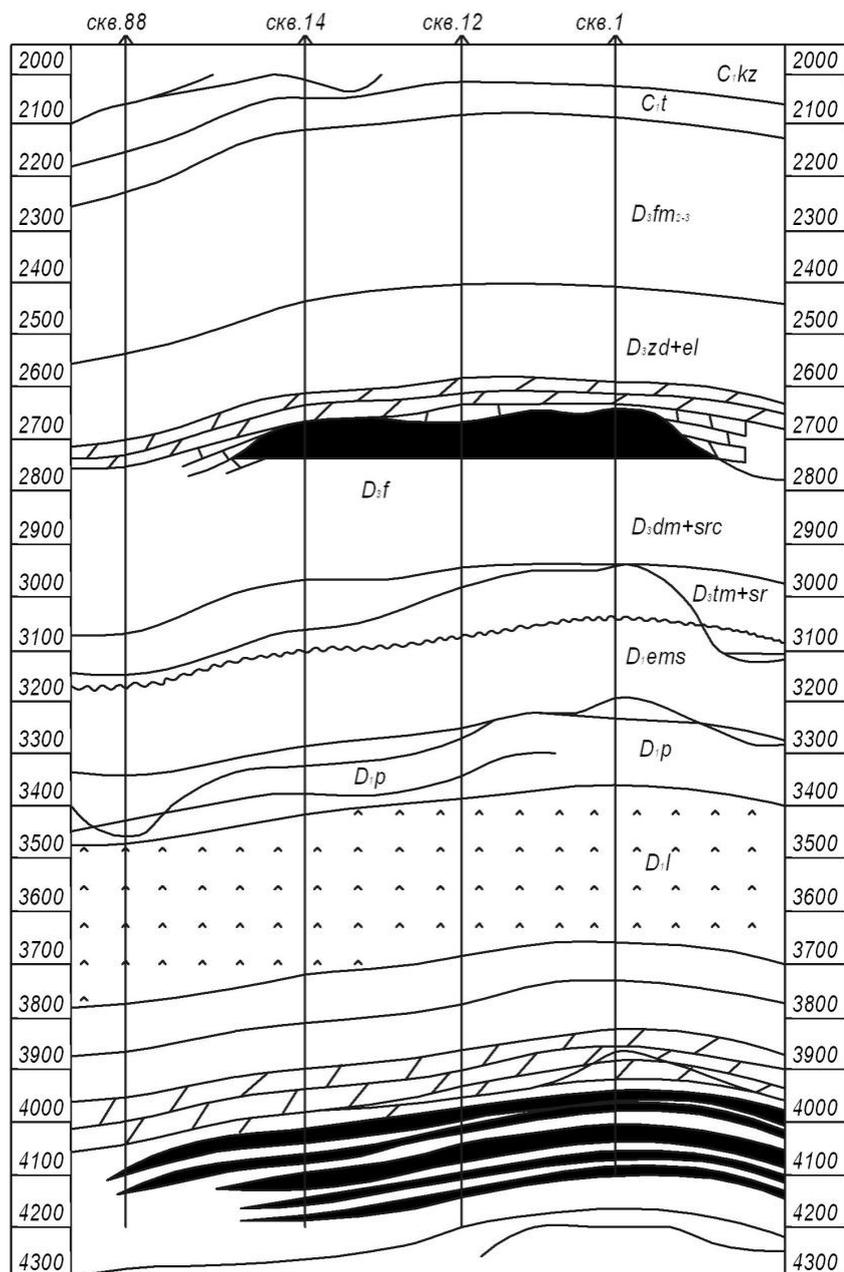


Рисунок 3 – Геологический разрез по линии скважин № № 1-12-14-88

Нефть верхнедевонской залежи Тобойского месторождения относится к тяжелой (плотность варьируется в диапазоне 907 ...955 кг/м<sup>3</sup>), высоковязкой (вязкость в пластовых условиях составляет 17,7...18,6 мПа\*с), сернистой (2,12...3,16 %), смолистой (8,4...13,4 % вес.), парафинистой (2,1...9,2 % вес.). Более подробные данные по составу нефти приведены в таблице 1.

В контуре нефтеносности залежи находятся 16 скважин, еще две расположены в непосредственной близости за контуром.

**Залежь «D<sub>3tm</sub>»** выявлена в результате получения притоков нефти в скважинах №№ 66, 201 и 202г. В контуре нефтеносности залежи находятся 12 скважин, из них три опробованы с получением притоков нефти. В 2006 г. в пробную эксплуатацию была введена еще одна залежь – D<sub>3tm</sub>, приуроченная к тиманским песчаникам верхнего девона. Залежь нуждается в дальнейшем геолого-геофизическом изучении.

Принятая при оценке запасов плотность нефти при стандартных условиях составляет 844 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 1 – Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов

| Наименование параметра                      | «D <sub>1l</sub> » |                  | «D <sub>1p</sub> » |                  | «D <sub>3f</sub> » |                  |
|---|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|
|   | Диапазон значений  | Среднее значение | Диапазон значений  | Среднее значение | Диапазон значений  | Среднее значение |
| Количество исследованных скважин/проб       | 3/9                |                  | 2/5                |                  | 7/2                |                  |
| Средняя глубина залегания, м                | 4100               |                  | 3370               |                  | 2750               |                  |
| Плотность нефти при 20°С, кг/м <sup>3</sup> | 828-894            | 835              | 840-851            | 842              | 907-955            | 922              |
| Вязкость нефти при 20°С, мм <sup>2</sup> /с | 11,9-98,4          | 12,49            | 15,9-32,7          | 21,05            | 233-868            | 465,5            |
| Массовое содержание, %:                     |                    |                  |                    |                  |                    |                  |
| серы  | 0,1-1,2            | 0,3              | 0,4-0,6            | 0,5              | 2,1-3,2            | 2,9              |
| смолянистых веществ                         | 3,0-7,0            | 4,2              | 4,8-8,6            | 6,5              | 8,4-13,4           | 10,6             |
| асфальтенов                                 | 0,2-4,6            | 1,5              | 1,6-3,3            | 2,6              | 9,4-23,8           | 11,0             |
| парафина                                    | 2,8-16,9           | 10,7             | 3,4-11,2           | 7,1              | 2,1-9,2            | 6,2              |
| Выход фракций при 200°С, %                  | 8-24               | 19,4             | 14-22              | 17,4             | 7-12               | 9,5              |
| Сероводород                                 | отс.               |                  | отс.               |                  | отс.               |                  |

**Залежь «D<sub>1p</sub>»** приурочена к песчаному пласту в нижней пачке пражского яруса нижнего девона и относится к типу пластовых, сводовых, литологически экранированных. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,6 м (скважина № 14) до 4,6 м (скважина № 11). Покрышкой для залежи служат глинистые отложения нижней пачки пражского яруса, средней мощностью 40 м. Нижняя граница нефтеносности разреза эйфельского яруса принята на абсолютной отметке -3007 м. В контуре нефтеносности залежи находятся семь скважин, из них три пробурены после 2001 года.

Физико-химические свойства нефти из этой залежи изучены по 4 устьевым и одной глубинной пробе. В поверхностных условиях плотность нефти изменяется от 839,6 до 850,5 кг/м<sup>3</sup>, составляя в среднем 842,4 кг/м<sup>3</sup>. Нефть имеет высокую вязкость при 20°С – в среднем 21,1 мм<sup>2</sup>/с. Среднее содержание смол составляет 6,5 % вес. Количество асфальтенов небольшое – в среднем 2,6 % вес. Среднее содержание парафинов составляет 7,06 % вес. В большинстве проб содержание серы не превышает 0,5 % вес (табл. 1).

**Залежь «D<sub>1l</sub>».** В контуре нефтеносности залежи находятся девять скважин. Подошва продуктивных карбонатов вскрыта только скважиной б3. Залежь пластовая, сводовая, по сейсмическим данным осложненная локальными тектоническими экранами.

Нижнедевонская нефть Тобойского месторождения по типу является легкой (плотность в стандартных условиях варьирует в пределах от 828,0 до 894,0 кг/м<sup>3</sup> при среднем по залежи значении 835,0 кг/м<sup>3</sup>), маловязкой (12,5 мм<sup>2</sup>/с), малосернистой (0,31 %), смолистой (4,17 %), парафинистой (10,7 %) (табл. 1).

С применением методики, изложенной в работах [2, 3], ниже приведены результаты интегральной балльной оценки степени возможного, негативного воздействия добываемой нефти рассматриваемого месторождения на компоненты окружающей среды (ОС). Оценка потенциального воздействия проведена по комплексу параметров: плотность, вязкость, содержание легкой фракции (Q<sub>лф</sub>), парафина,

смолисто-асфальтеновых веществ, серы и сероводорода. Разработанная система балльной оценки параметров нефти приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Балльная оценка параметров [по 2]

| Параметр                                | Балл        |               |               |      |
|---|-------------|---------------|---------------|------|
|   | 0           | 1             | 2             | 3    |
| Плотность (при 20°C), кг/м <sup>3</sup> | <850        | 850,0...870,0 | 870,1...895,0 | >895 |
| Q <sub>лф.</sub> (до 200°C), %          | <15         | 15,01...18    | 18,01...21    | >21  |
| Вязкость (при 20°C), мм <sup>2</sup> /с | <5          | 5...10        | 10...30       | >30  |
| Массовая доля парафина, %               |             | <1,5          | 1,5...6       | >6   |
| Содержание САВ, %                       |             | <10           | 10...20       | >20  |
| Массовая доля серы, %                   |             | 0,61...1,8    | 1,81...3,5    | >3,5 |
| Содержание сероводорода                 | Отсутствует | Присутствует  |               |      |

На основании приведенных суммарных баллов, полученных в результате единичных оценок каждого параметра, выделяется 3 уровня потенциальной опасности УВ [1]:

- незначительный уровень (до 10 баллов включительно);
- средний уровень (10...12 баллов включительно);
- высокий уровень (более 12 баллов).

В соответствии с предложенной методикой проведена оценка особенностей качественного состава и физических свойств углеводородов Тобойского месторождения как загрязняющего фактора. Для этой цели были использованы результаты лабораторных исследований нефтей из продуктивных пластов D<sub>1l</sub>, D<sub>1p</sub> и D<sub>3f</sub>, которые для стандартных условий приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Балльная оценка нефти по продуктивным пластам как загрязняющего фактора на основании ее физико-химического состава

| Параметры оценки                            | Продуктивный пласт |                 |                 | Балл            |                 |                 |
|---|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|   | D <sub>1l</sub>    | D <sub>1p</sub> | D <sub>3f</sub> | D <sub>1l</sub> | D <sub>1p</sub> | D <sub>3f</sub> |
| Плотность нефти при 20°C, кг/м <sup>3</sup> | 835,0              | 842,0           | 922,0           | 0               | 0               | 3               |
| Вязкость нефти при 20°C, мм <sup>2</sup> /с | 12,49              | 21,05           | 465,5           | 2               | 2               | 3               |
| Содержание САВ, %                           | 5,6                | 9,0             | 21,5            | 1               | 1               | 3               |
| Содержание парафинов, %                     | 10,67              | 7,06            | 6,17            | 3               | 3               | 3               |
| Содержание серы S, %                        | 0,31               | 0,50            | 2,86            | 0               | 0               | 2               |
| Выход фракций (до 200) Q <sub>лф.</sub> , % | 19,4               | 17,4            | 9,5             | 2               | 1               | 0               |
| Сероводород                                 | отс.               | отс.            | отс.            | 0               | 0               | 0               |
| Итого (суммарная оценка по пластам)         |                    |                 |                 | 8               | 7               | 14              |
| Среднее значение по месторождению           |                    |                 |                 | 9,7             |                 |                 |

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о том, что в среднем для нефти Тобойского месторождения характерен невысокий суммарный показатель экспертной оценки (9,7). Однако по степени потенциальной опасности добываемой нефти продуктивные пласты значительно различаются между собой: так, для пластов «D<sub>1l</sub>» и «D<sub>1p</sub>» суммарный показатель, согласно представленному ранжированию, характеризуются «незначительным уровнем опасности» (8 и 7 баллов соответственно), в основном за счет низкой плотности УВ, «нулевого» по оценочной шкале содержания смолисто-асфальтеновых веществ и отсутствия сероводорода, в то время как суммарные оценки нефти из пласта «D<sub>3f</sub>» являются максимальными по четырем из семи оцениваемым параметрам, что, в итоге, выявило «высокий» уровень опасности

нефти, залегающей в данном пласте.

На основании проведенного анализа, с использованием методики интегральной оценки, при реализации дальнейшей разработки и эксплуатации Тобойского месторождения следует необходимость усиления природоохранных мер по предотвращению попадания углеводородного сырья на компоненты окружающей среды, особенно при добыче и транспортировке нефти из пласта «D<sub>3f</sub>».

Применение интегральной оценки физико-химических свойств нефти как источника загрязнения компонентов ОС представляется важным звеном реализации комплексного анализа возможного негативного воздействия на природные экосистемы при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Рассмотренная методика может быть использована для оценки состояния объектов ОС, а также при разработке программ производственного экологического мониторинга для опасных производственных объектов, осуществляющих добычу и транспортировку углеводородного сырья.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Губайдуллин М.Г., Калашиников А.В., Макарский Н.А. Оценка и прогнозирование экологического состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – Архангельск: Изд-во АГТУ, 2008. – 270 с.
2. Губайдуллин М.Г., Иванов Р.С. Методика интегральной оценки физико-химических свойств нефти как загрязняющего фактора окружающей среды // Вестник АГТУ. Сер. «Прикладная геоэкология», 2006. – Вып. 66. – С. 22–39.
3. Губайдуллин М.Г., Иванов Р.С. Интегральная оценка воздействия нефтей на окружающую среду с учетом их компонентного состава // Вестник Поморского ун-та. Сер. «Естественные и точные науки», 2007. – № 1(11). – С. 5–12.

#### **АНАЛИЗ АЛЬТЕРНАТИВ РЕГИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАО В СЕВЕРНОМ НАПРАВЛЕНИИ**

**Мосягин А.И.**

Институт нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск

Основным фактором, сдерживающим рост добычи нефти в Тимано-Печорской провинции (ТПП), в частности на территории Ненецкого автономного округа (НАО) остается недостаточная пропускная способность магистральных трубопроводов ОАО «Транснефть» на участке Уса – Ухта («южный» вариант транспортировки нефти). Решением проблемы может стать «северный» вариант. В рамках «северного» варианта предполагается транспортировка нефти по нефтепроводу Харьяга – Инзырей – Южное Хыльчую. Нефтепровод предназначен для транспортировки нефти с Харьягинского терминала на пункт сдачи-приема нефти «Южное Хыльчую» с последующей сдачей в межпромысловый нефтепровод Южное Хыльчую-Варандейский терминал, отгрузка нефти с которого осуществляется танкерами. С другой стороны, альтернативой Варандейскому варианту может стать проект транспортировки нефти: месторождение Харьягинское – район устья р. Индига (Индигский вариант). С экологической точки зрения оба варианта имеют свои преимущества и недостатки. Целью данной статьи является определение и классификация основных экологических факторов, влияющих на намечаемые этапы деятельности при реализации указанных вариантов, а также представление методики оценки альтернатив.

**Индигский вариант (вар.А).** Нефтепроводная система Харьяга – Индига предназначена для экспорта сырой нефти из Тимано-Печорского региона в порты западной Европы. Отгрузка будет осуществляться с нефтяного отгрузочного терминала

в Индигской или Чёшской губе Баренцова моря (рис.1).



Рисунок 1 – Нефтепроводная система Харьяга – Индига

Отличительной особенностью Индигского варианта является расположение на западе региона, что существенно сокращает расстояние морских перевозок до перевалочного терминала, концепция которого заложена в обоих вариантах. Кроме того, чем далее на запад, тем, больший промежуток времени море свободно ото льда, а значит, и меньшая потребность в ледокольном обеспечении проводки танкеров. По протяженности трубопроводной трассы этот вариант значительно превышает Варандейский. Главные особо охраняемые природные территории (ООПТ) находятся в стороне от трассы и мест возможного расположения терминала. Самым крупным недостатком этого варианта является пересечение р. Печоры в 100 км южнее Нарьян-Мара, что в случае аварии на нем приведет к загрязнению всей устьевой зоны. В районе нижнего течения р. Индига встречаются карстовые породы, что увеличивает риск развития экзогенных процессов. Срок реализации данного проекта не определен, на настоящее время существует декларация о намерениях, осуществляется подготовка ТЭО.

**Варандейский вариант (вариант Б).** Отличительной особенностью Варандейского варианта является стремление минимизировать расстояние от ЦПС к терминалу. В настоящее время закончено строительство нефтепровода Харьяга– Южное Хыльчюю. Построенный нефтепровод условно можно разделить на 2 участка: первый– Харьяга-Инзырей, второй– Инзырей-Южное Хыльчюю. Третий нефтепроводный участок Южное Хыльчюю– Варандейский терминал построен и эксплуатируется с августа 2008 года по настоящее время. Трубопроводная трасса «Варандейского варианта» представлена на рисунке 2.

В связи с удалением на восток возрастает протяженность судоходных трасс, увеличивается ледовый сезон. Но с другой стороны, этот недостаток уравнивается экономическим преимуществом – возможностью расширения системы за счет нефти восточной группы месторождений: Варандейского, Торавейского, Тобойского, им. Требса, им. Титова и др. По трассе трубопроводов не встречается крупных водотоков. В зону воздействия терминала попадает заказник «Вайгачский» и морская часть территории Ненецкого заповедника. Криолитозона сплошная. Берег абразионный с высокой степенью разрушения. Гидрометеорологические условия тяжелые, особенно ледовый режим.

Ввод в эксплуатацию нефтепровода «Варандейского варианта» позволит сократить сроки окупаемости затрат на строительство Варандейского терминала благодаря существенному повышению его загрузки. ОАО «ЛУКОЙЛ» сможет снизить

затраты на транспортировку нефти по Балтийской трубопроводной системе. Также будет снята часть нагрузки с межпромыслового нефтепровода Харьяга – Уса и магистральных нефтепроводов Уса – Ухта и Ухта – Ярославль, которые сейчас находятся на пределе пропускной способности.



Рисунок 2 – Нефтепроводная система Харьяга–Варандей

**Классификация факторов.** Существует целое многообразие факторов, влияющих на принятие решения при выборе того или иного варианта транспортировки добываемой продукции с месторождений. Более полно это многообразие рассмотрено в монографии [1]. В данной статье рассмотрены только наиболее значимые влияющие факторы применительно к вариантам транспортировки.

Для упрощения рассмотрения влияющих факторов (ВФ) их можно разбить на группы по характеру влияния [2]:

- экологические;
- гидрометеорологические;
- геологические;
- навигационные.

Для предварительного качественного анализа альтернатив применялась простая ранговая оценка, основанная на ранжировании вариантов по каждому влияющему фактору. Ранжирование альтернатив произведено по принципу отрицательного влияния факторов на транспортную систему: чем больше влияние фактора, тем выше его ранг. В нашем случае присваивание рангов 1–2 равнозначно сравнению меньше-больше, при равенстве значений ранг принимается 1,5. Результаты ранжирования, а также их суммарные показатели по вариантам приведены в таблице 1.

Данные, приведенные в таблице 1, не означают, что превосходство варианта А значительно больше, вследствие меньшего суммарного количества рангов по всем влияющим факторам. Они лишь говорят о том, что в сугубо ориентировочном качественном приближении, основанном на данных из опубликованных источников, вариант А имеет некоторое преимущество перед вариантом Б.

Таблица 1 – Попарное ранжирование на основании оценок основных влияющих факторов по группам факторов (горизонтальное ранжирование)

| <b>Фактор</b>                                 | <b>Вариант А</b> | <b>Вариант Б</b> |
|---|------------------|------------------|
| <b>1. Экологические</b>                       |                  |                  |
| 1.1. Протяженность трассы                     | 1                | 2                |
| 1.2. ООПТ                                     | 1                | 2                |
| 1.3. Водоохранные зоны водотоков и водоемов   | 2                | 1                |
| 1.4. Уровень загрязнения ОС                   | 1                | 2                |
| 1.5. Нефтяные разливы                         | 2                | 1                |
| 1.6. Зоны повышенной биопродуктивности        | 2                | 1                |
| <b>Итого экологические:</b>                   | <b>9</b>         | <b>9</b>         |
| <b>2. Гидрометеорологические:</b>             |                  |                  |
| <b>2.1. Климатические:</b>                    | <b>4,5</b>       | <b>7,5</b>       |
| 2.1.1. Циркуляция атмосферы                   | 1,5              | 1,5              |
| 2.1.2. Термический режим                      | 1                | 2                |
| 2.1.3. Туманы                                 | 1                | 2                |
| 2.1.4. Опасные гидрометеорологические явления | 1                | 2                |
| <b>2.2. Гидрологические:</b>                  | <b>3</b>         | <b>3</b>         |
| 2.2.1. Переходы через водотоки                | 2                | 1                |
| 2.2.2. Заболоченность территории              | 1                | 2                |
| <b>2.3. Океанологические</b>                  | <b>6</b>         | <b>6</b>         |
| 2.3.1. Циркуляция вод                         | 2                | 1                |
| 2.3.2. Волнение                               | 1                | 2                |
| 2.3.3. Уровень воды                           | 2                | 1                |
| 2.3.4. Ледовые условия                        | 1                | 2                |
| <b>Итого гидрометеорологические:</b>          | <b>13,5</b>      | <b>16,5</b>      |
| <b>3. Геологические</b>                       |                  |                  |
| 3.1. Сейсмичность                             | 2                | 1                |
| 3.2. Многолетнемерзлые породы                 | 1                | 2                |
| 3.3. Экзогенные процессы                      | 2                | 1                |
| 3.4. Устойчивость морских берегов             | 1                | 2                |
| 3.5. Динамика наносов                         | 1                | 2                |
| <b>Итого геологические:</b>                   | <b>7</b>         | <b>8</b>         |
| <b>4. Навигационные</b>                       |                  |                  |
| 4.1. Наличие ледяного покрова                 | 1                | 2                |
| 4.2. Обледенение                              | 1                | 2                |
| 4.3. Распределение глубин                     | 1                | 2                |
| <b>Итого навигационные:</b>                   | <b>3</b>         | <b>6</b>         |
| <b>Итого по всем факторам:</b>                | <b>32,5</b>      | <b>39,5</b>      |

Одним из недостатков данной классификации является то, что горизонтальное ранжирование отражает лишь условное превосходство (больше-меньше) аналогичных факторов в сравнении двух вариантов, и не дает никакого представления о взаимном расположении факторов внутри групп и внутри каждого варианта в целом.

Для устранения указанного недостатка необходимо провести сравнение

влияющих факторов по каждому варианту между собой в группах и в целом среди всех влияющих факторов (вертикальное ранжирование). Для сравнения необходимо определить, какое место занимает каждый фактор в целом среди всех влияющих факторов. Данные сравнения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Ранжирование основных влияющих факторов между собой (вертикальное ранжирование)

| Группы факторов        | Факторы                                   | Вариант А | Вариант Б | Вариант А        |                   | Вариант Б        |                   |
|------------------------|---|-----------|-----------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
|                        |   |           |           | Суммы по группам | Сред-няя в группе | Суммы по группам | Сред-няя в группе |
| Экологические          | 1. Протяженность трассы                   | 15        | 14        | 74               | 12,3              | 59               | 9,8               |
|                        | 2. ООПТ                                   | 14        | 16        |                  |                   |                  |                   |
|                        | 3. Водоохранные зоны водотоков и водоемов | 17        | 6         |                  |                   |                  |                   |
|                        | 4. Уровень загрязнения ОС                 | 3         | 2         |                  |                   |                  |                   |
|                        | 5. Нефтяные разливы                       | 16        | 17        |                  |                   |                  |                   |
|                        | 6. Зоны повышенной биопродуктивности      | 9         | 4         |                  |                   |                  |                   |
| Гидрометеорологические | 7. Климатические                          | 8         | 10        | 29               | 9,7               | 30               | 10,0              |
|                        | 8. Гидрологические                        | 10        | 5         |                  |                   |                  |                   |
|                        | 9. Океанологические                       | 11        | 15        |                  |                   |                  |                   |
| Геологические          | 10. Сейсмичность                          | 2         | 1         | 38               | 7,6               | 44               | 8,8               |
|                        | 11. Многолетнемерзлые породы              | 12        | 13        |                  |                   |                  |                   |
|                        | 12. Экзогенные процессы                   | 13        | 11        |                  |                   |                  |                   |
|                        | 13. Устойчивость морских берегов          | 7         | 12        |                  |                   |                  |                   |
|                        | 14. Динамика наносов                      | 4         | 7         |                  |                   |                  |                   |
| Навигационные          | 15. Наличие ледяного покрова              | 6         | 9         | 12               | 4,0               | 20               | 6,7               |
|                        | 16. Обледенение                           | 5         | 8         |                  |                   |                  |                   |
|                        | 17. Распределение глубин                  | 1         | 3         |                  |                   |                  |                   |

Поскольку основных влияющих факторов 17, то ранги будут принимать значения от 1 до 17 (столбцы 3, 4 таблицы 2), возрастая по мере значимости от менее значимых (ранг 1) до наиболее значимых (ранг 17). Для качественного анализа и понятной интерпретации данных, полученных при ранжировании необходимо привести их к средневзвешенной величине каждой группы факторов в каждом варианте в отдельности и сравнить полученные значения между вариантами. Это необходимо сделать, поскольку количество факторов в каждой группе не одинаково, и пользоваться простым суммарным значением рангов не представляется возможным. Данную средневзвешенную величину можно получить, просуммировав полученные ранги по каждой группе факторов и поделив их на количество самих факторов (столбцы 5–8 таблицы 2).

Учитывая данные парного сравнения, проведенного в таблице 1, следует сделать некоторое пояснение к таблице 2. К примеру, рассматриваемый фактор нефтяного разлива по данным таблицы 1 имеет большее значение для варианта А, чем для варианта Б. В свою очередь, по данным вертикального ранжирования, тот же самый фактор по варианту Б занимает итоговое более высокое место чем по варианту А. Это

объясняется тем, что при вертикальном ранжировании факторы оценивались относительно друг друга исключительно внутри варианта, без привязки к противоположному варианту, а парное горизонтальное сравнение не дает количественного представления о превосходстве того или иного варианта.

Приведенные в таблице 2 данные ранжирования позволяют сделать следующие выводы:

Выполнено распределение групп факторов по степени значимости по каждому варианту. Так, для варианта А, наиболее важной является группа экологических факторов, что является подтверждением выводов предварительного анализа альтернатив. Большую роль здесь сыграли переход через основную водную артерию региона р. Печору и относительно близкое от берега расположение отгрузочного терминала, что рассматривается отрицательно при оценке воздействия при нефтяных разливах [3]. Наименее важной для варианта А группой факторов является группа навигационных факторов. Для варианта Б приблизительно равный результат показали группы экологических и гидрометеорологических факторов, что обусловлено с одной стороны наличием морских зон ООПТ и возможным влиянием на них при аварийных разливах нефти, с другой стороны подтверждение находят данные предварительного анализа альтернатив о сложных ледовых условиях и циркуляции вод, относящихся к океанологической группе и, о более сложных в целом климатических условиях. Наименее важной для варианта Б группой факторов, аналогично варианту А, является группа навигационных факторов.

Произведено распределение факторов по степени значимости относительно друг друга. Тем самым дана предварительная качественная классификация основных влияющих факторов.

Итоговые данные по таблицам 1 и 2 дают общее представление о качественной стороне влияния перечисленных факторов на выбор того или иного варианта.

Недостатком примененной в данной работе классификации по вертикальному и горизонтальному сравнению факторов по отдельности и в группах с присвоением рангов является то, что сравнение носит лишь качественный характер. Факторы рассматриваются как равнозначные, и сравниваются без учета показателей и критериев, характерных для каждого фактора в отдельности, а это приводит к значительному искажению суммарных оценок. Поэтому для окончательной оценки и принятия решения по каждому из вариантов, необходимо проводить количественную оценку всех влияющих факторов, и все факторы рассматривать с учетом весовых коэффициентов.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юдахин Ф.Н., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экологические проблемы освоения нефтяных месторождений севера Тимано-Печорской провинции. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2002. – 314 с.
2. Коробов В.Б. Ограничение при строительстве и эксплуатации морских нефтяных месторождений в Арктике // Экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду. – 1999. – № 5. – С. 91–117.
3. Кормак Д. Борьба с загрязнением моря нефтью и химическими веществами. – М.: Транспорт, 1989. – 365 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

### Вступительное слово и приветствия участников международной российско-норвежской научной конференции

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| <i>Павленко В.И.</i> .....  | 4 |
| <i>Фридеманн С.Х.</i> ..... | 5 |
| <i>Rustad S.</i> .....      | 7 |

#### Секция 1

#### Геология и геофизика нефти и газа Арктических морей

#### Session 1

#### Geology and Geo-physics of Oil and Gas of Arctic Seas

|  |    |
|--|----|
| <i>Лобковский Л.И.</i> МОРСКИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ ЯВЛЕНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ.....  | 10 |
| <i>Brekke H.</i> THE GEOLOGY OF THE BARENTS SEA.....   | 10 |
| <i>Gernigon L., Brönnner M., Roberts D., Olesen O.</i> CRUSTAL AND BASIN EVOLUTION OF THE SOUTHWESTERN BARENTS SEA: FROM CALEDONIAN OROGEN TO CONTINENTAL BREAKUP.....   | 13 |
| <i>Шварцман Ю.Г.</i> ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ, ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ ЛИТОСФЕРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОГО СЕКТОРА АРКТИКИ.....  | 13 |
| <i>Faleide J.I., Gac S., Mahajan A., Gabrielsen R.H., Planke S., Suprunenko O., Zayonchek A., Shkarubu S., Velichko B.M.</i> BARENTS SEA TECTONIC BASIN MODELING, WITH FOCUS ON POTENTIAL PETROLEUM SYSTEMS IN THE CENTRAL BARENTS SEA REGION..... | 18 |
| <i>Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Козлов Н.Е., Чикирев И.В.</i> РИФЕЙСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТИМАНО-ВАРАНГЕРСКОГО ПОЯСА БАЙКАЛИД – НОВЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАСЕЙН РОССИИ.....  | 19 |
| <i>Lundschien B.A., Mørk A.</i> EVOLUTION OF THE NORTHERN BARENTS SHELF, INCLUDING SVALBARD, DURING THE MIDDLE AND LATE TRIASSIC.....  | 24 |
| <i>Юнусов Р.Ю., Синуцкий А.И.</i> ЛИТОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ОБСКОЙ ГУБЫ.....  | 25 |
| <i>Laberg J.S., Safronova P.A., Andreassen K., Vorren T.O.</i> CENOZOIC SANDY SYSTEMS AND SEA FLOOR STABILITY ALONG THE WESTERN BARENTS MARGIN AND OFF NORTHERN NORWAY.....  | 31 |
| <i>Andreassen K., Knies J., Husum K., Akhmanov G.</i> GLACIATIONS IN THE BARENTS SEA AREA.....   | 32 |
| <i>Терехов Е.Н., Журавлев В.А., Балугев А.С., Тюпанов С.Н.</i> СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ОБРАМЛЕНИЯ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (РАЙОН ПОЛУОСТРОВОВ СРЕДНИЙ И РЫБАЧИЙ).....                                    | 32 |
| <i>Беленович Т.Я., Кутинов Ю.Г.</i> СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА АРКТИЧЕСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО СУПЕРБАСЕЙНА.....  | 37 |

**Секция 2**  
**Технологии исследования и освоения углеводородного сырья арктического шельфа**  
**Session 2**  
**Arctic Offshore Field Development**

|  |    |
|--|----|
| <i>Каминский В.Д., Супруненко О.И., Сулова В.В.</i> НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ (ОТ ПЕРВОЙ КАРТЫ ПЕРСПЕКТИВ ДО ШИРОКОГО ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НЕДР).....                                 | 45 |
| <i>Губайдуллин М.Г., Бурков Д.В.</i> ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НЕФТЕТРАНСПОРТНЫХ СООРУЖЕНИЙ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ.....  | 48 |
| <i>SinitSyn A.</i> COASTAL GEOTECHNICAL INVESTIGATIONS FOR ARCTIC OFFSHORE DEVELOPMENT IN THE PESCHORA SEA.....  | 53 |
| <i>Никитин В.С.</i> ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОАО «ЦЕНТР СУДОРЕМОНТА «ЗВЁЗДОЧКА» В РАЗВИТИИ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА.....  | 54 |
| <i>Sydney A., Vambulyak A., Camus L.</i> RESEARCH FOR INNOVATION TECHNOLOGIES FOR OIL SPILL RESPONSE IN THE ARCTIC. KOLARCTIC ENPI CBC SETIA PROJECT.....  | 60 |
| <i>Кутинов Ю.Г., Чистова З.Б.</i> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ (ДЗЗ) ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....   | 60 |
| <i>Вахнин М.Г., Чупров В.С.</i> ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЕВЕРЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И НА ШЕЛЬФЕ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ: СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА..... | 66 |
| <i>Губайдуллин М.Г., Макаровский Н.А., Рогач А.Н.</i> ОСОБЕННОСТИ ОБУСТРОЙСТВА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ.....                       | 70 |
| <i>Kleven R.</i> THE USE OF TRACER IN MUD FOR DETERMINATION OF WATER SATURATION AND FORMATION WATER COMPOSITION.....   | 74 |
| <i>Petrich C.</i> OPERATIONS IN SEA ICE: ICE PROPERTIES AND CONSOLIDATION.....   | 75 |

**Секция 3**  
**Охрана природной среды и обеспечение здоровья персонала и населения в связи с освоением углеводородного сырья арктического шельфа**  
**Session 3**  
**Issues of Nature Protection and Healthcare of Personnel and Population in Connection to Development of Hydrocarbon Resources on the Arctic Shelf**

|   |    |
|---|----|
| <i>Маслобоев В.А., Евдокимова Г.А.</i> БИОРЕМЕДИАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТАМИ ПОЧВ В ЕВРО-АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ.....                | 77 |
| <i>Camus L., Vambulyak A., Dahle S.</i> THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE ARCTIC: ENVIRONMENTAL ISSUES AND POTENTIAL SOLUTIONS.....     | 85 |
| <i>Захаров А.М., Лукин А.А., Шарова Ю.Н.</i> ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИКИ РЫБНОГО СООБЩЕСТВА В УСЛОВИЯХ ХРОНИЧЕСКОГО НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ..... | 86 |

|   |     |
|---|-----|
| <i>Середкин К.А., Коробов В.Б.</i> МЕТОД ПРЯМОГО РАСЧЕТА ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ В АНАЛИТИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....   | 90  |
| <i>Петрова А.В.</i> ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ НА ПРИМЕРЕ ШЛАМОНАКОПИТЕЛЕЙ АРХАНГЕЛЬСКОГО ТЕРМИНАЛА.....   | 95  |
| <i>Singsaas I.</i> OIL SPILL RESPONSE ANALYSIS IN ARCTIC WATERS.....  | 99  |
| <i>Nahrgang J.</i> NORWEGIAN-RUSSIAN COLLABORATION FOR THE DEVELOPMENT OF A JOINT COMPETENCE AND KNOWLEDGE BANK.....  | 104 |
| <i>Masloboev A.V.</i> SOCIO-ECONOMIC AND ECOLOGICAL SECURITY MANAGEMENT SUPPORT INFORMATION TECHNOLOGIES OF THE INDUSTRIALLY-EXPLORED ARCTIC REGIONS.....   | 105 |
| <i>Hole L.R., Wettre C., Røhrs J., Christensen K.H.,</i> CHALLENGES IN WEATHER AND WAVE FORECASTING AND OIL SPILL PREDICTIONS IN THE BARENTS SEA.....   | 105 |
| <i>Cukierman S., Quillet S., Lemaire P., Lefloch S., Merlin F., Semanov G., Camus L., Bambulyak A.</i> RECOMMENDATIONS FOR DECISION MAKING ON CHEMICAL DISPERSANT APPLICATION IN THE BARENTS SEA.....         | 106 |
| <i>Цыбин В.Ф.</i> ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ДЛЯ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, СВЯЗАННЫЕ С ОСВОЕНИЕМ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.....  | 106 |
| <i>Юнусов Р.Ю., Сеницкий А.И., Мальгин А.М., Рочев В.М.</i> ЭКОЛОГО-ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЯМАЛЬСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО–УХТА.....  | 111 |
| <i>Добродеева Л.К., Самодова А.И., Ставинская О.А., Меньшикова Е.А., Сергеева Е.В., Патракеева В.П., Леванюк А.И.</i> СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ И ИММУНОЛОГИЧЕСКАЯ РЕАКТИВНОСТЬ У РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ..... | 116 |
| <i>Бичкаева Ф.А., Туписова Е.В.</i> ОСОБЕННОСТИ ГОРМОНАЛЬНО-МЕТАБОЛИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ЖИТЕЛЕЙ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА.....   | 121 |
| <i>Larsen L.H., Kvamstad B.</i> A-LEX, AN INTERDISCIPLINARY RESEARCH PROJECT ON SHIPPING IN THE ARCTIC.....   | 126 |
| <i>Самодова А.В., Ставинская О.А., Добродеева Л.К.</i> СТРУКТУРА ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ И СОСТОЯНИЕ ИММУНИТЕТА ЖИТЕЛЕЙ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА.....  | 127 |
| <i>Щёголева Л.С., Некрасова М.В., Сергеева Т.Б., Филиппова О.Е., Рыбкина А.Ю., Шашкова Е.Ю., Бичкаев А.А.</i> АКТИВНОСТЬ ИММУНО-КОМПЕТЕНТНЫХ КЛЕТОК У ВЗРОСЛЫХ СЕВЕРЯН ОСЕДЛОГО И КОЧЕВОГО ОБРАЗА ЖИЗНИ.....  | 129 |
| <i>Поскотинова Л.В.</i> ВОЗМОЖНОСТИ НЕМЕДИКАМЕНТОЗНОЙ КОРРЕКЦИИ НАРУШЕНИЙ НЕРВНОЙ РЕГУЛЯЦИИ СЕРДЕЧНО-СОСУДИСТОГО ТОНУСА У РАБОТНИКОВ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АРКТИКЕ.....                          | 133 |
| <i>Дронг О.В.</i> ХАРАКТЕРИСТИКА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ ТОБОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....  | 136 |
| <i>Мосягин А.И.</i> АНАЛИЗ АЛЬТЕРНАТИВ РЕГИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАО В СЕВЕРНОМ НАПРАВЛЕНИИ .....   | 141 |

# **Научное издание**

## **Исследование и освоение углеводородных ресурсов прибрежных регионов**

**МАТЕРИАЛЫ**

**Международной российско-норвежской научной  
конференции**

**Рекомендовано к изданию  
Президиумом Архангельского научного центра  
Уральского Отделения РАН**

**Ответственная за выпуск:  
к.э.н. О.В. Губина**

**Компьютерное макетирование  
А.А. Цёмка**

**Сдано в производство 05.06.2013. Подписано в печать 06.06.2013.  
Формат 60×84/8. Бумага писчая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 41.  
Заказ № . Тираж 116 экз.**

---

**Отпечатано с авторского оригинал-макета в типографии  
ООО «Типография №2»  
163000, г. Архангельск, пр. Новгородский, 32, корпус "ОМ-медиа"**