

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279

## STUDY OF ADSORPTION PROCESSES INFLUENCE ON DEVELOPMENT OF NATURAL GAS FIELDS WITH LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS

O. R. Kondrat, N. M. Hedzyk

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com

*Розробка нетрадиційних родовищ природних газів все ще перебуває на стадії свого становлення. Тому на даному етапі надзвичайно актуальними залишаються питання вдосконалення технології підвищення ступеня виділення газу вже на початковій стадії розробки. Враховуючи світовий досвід у даному напрямку, дослідження, пов'язані з вивченням адсорбційно-десорбційних процесів у низькопористих низькопроникних родовищах природних газів, можуть стати ключовими для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневиділення та поточних відборів газу. У даній роботі представлено аналіз вітчизняних та закордонних літературних публікацій, а також результати експериментальних досліджень на насипних моделях низькопроникних пластів щодо визначення їх адсорбційних параметрів. Зокрема вперше досліджено та проаналізовано адсорбційні процеси в ущільнених пісковиках, встановлено залежності між кількістю адсорбованого газу, проникністю, тиском та температурою. Результати лабораторних експериментів були піддані статистичній обробці та побудовано модель за методом нейронних сіток, яка дозволяє оперативно оцінити залежність між кількістю адсорбованого газу та термобаричними умовами і проникністю. Обґрунтовано напрямки подальших досліджень та зроблено відповідні висновки.*

Ключові слова: природний газ, низькопроникні колектори, нетрадиційні родовища, адсорбція, десорбція.

*Разработка нетрадиционных месторождений природных газов все еще находится на стадии своего становления. Поэтому на данном этапе чрезвычайно актуальными остаются вопросы совершенствования технологии повышения степени извлечения газа уже на начальной стадии разработки. Учитывая мировой опыт в данном направлении, исследования, связанные с изучением адсорбционно-десорбционных процессов в низкопористых слабопроницаемых месторождениях природных газов, могут стать ключевыми для обеспечения высоких коэффициентов углеводородоотдачи и текущих отборов газа. В данной статье представлен анализ отечественных и зарубежных литературных публикаций, результаты экспериментальных исследований на насыпных моделях слабопроницаемых пластов по определению их адсорбционных параметров. В том числе впервые исследованы и проанализированы адсорбционные процессы в уплотненных песчаниках, установлены зависимости между количеством адсорбированного газа, проницаемостью, давлением и температурой. Результаты лабораторных экспериментов были подвергнуты статистической обработке и построена модель по методу нейронных сетей, которая позволяет оперативно оценить зависимость между количеством адсорбированного газа в зависимости от термобарических условий и проницаемости. Обоснованы направления дальнейших исследований и сделаны соответствующие выводы.*

Ключевые слова: природный газ, слабопроницаемые коллектора, нетрадиционные месторождения, адсорбция, десорбция.

*Development of unconventional natural gas fields is still in the stage of its formation. Therefore, the issues of improving the techniques for increasing gas recovery rate at the initial stage of development are extremely topical. Taking into account the international experience in this field, the studies related to the study of adsorption-desorption processes in low-porosity low-permeability natural gas fields may become the key factor for providing high rates of hydrocarbons recovery and current gas extraction. This paper presents the analysis of domestic and foreign scientific publications and results of experimental studies on the sand packed models of low-permeability reservoirs in order to determine their adsorption parameters. In particular, adsorption processes in tight sandstones were studied and analyzed for the first time and the dependences between the amount of adsorbed gas, permeability,*

pressure and temperature were determined. The laboratory experiments results were subjected to statistical analysis and the model, which allows to estimate the dependence between the amount of adsorbed gas and thermobaric conditions and permeability, was developed with the help of the neural networks method. Directions for further studies were grounded and correspondent conclusions were made.

Keywords: natural gas, low-permeability reservoirs, unconventional fields, adsorption, desorption.

### Introduction

Growth of global trends of natural gas consumption on the background of the existing conventional fields depletion was a prerequisite of raising natural gas prices, which led to the development of new and improvement of existing technologies for its production. The dominant role of natural gas as the main source of energy will continue for the next decade. One of the main sources of additional gas production is unconventional natural gas deposits, which include deposits with low-permeable low-porous reservoirs [1].

According to the Energy Information Agency report (EIA, July 2013) technologically recoverable resources of shale gas in Ukraine equal 3.62 trln.m<sup>3</sup> (1.75% of world reserves), and including resources of tight gas reach 7 trln.m<sup>3</sup>. Proven natural gas reserves of conventional deposits equal 1 trln.m<sup>3</sup> [3]. Previously (in 2011) US Energy Information Administration estimated the technically recoverable resources of Ukrainian shale gas at 1.2 trln.m<sup>3</sup> (0.6% of the estimated world reserves), and total – at around 5.6 trln.m<sup>3</sup>. According to the Dixi Group report, shale gas resources in Ukraine vary and range from 5 to 8 trln.m<sup>3</sup>, with technically recoverable 1-1.5 trln.m<sup>3</sup> [2].

The main prospective areas in Ukraine are the Lviv-Lublin basin in the west region (recoverable resources estimated at 1.47 trln.m<sup>3</sup>) and the Dnieper-Donetsk Basin in the east region (recoverable resources of approximately 2.15 trln.m<sup>3</sup>) [2].

Oleska area, which includes shale and natural gas, coalbed methane, oil and hydrocarbon condensate, is located within the Lviv and Ivano-Frankivsk regions and takes about 6.5 th. km<sup>2</sup>. State Service of Geology and Mineral Resources of Ukraine had estimated resources of Oleska area in 2.98 trln.m<sup>3</sup> and Yuzivska area in 7.886 th. km<sup>2</sup> – 4.054 trln.m<sup>3</sup> of different types of gas (including tight gas) [4].

Skifska area is located on the continental shelf of the Black Sea and its area is 16 698.2 km<sup>2</sup>, and the depth at the site reaches 300-2000 m. The potential of natural gas at the area was estimated at 5.10 billion m<sup>3</sup> per year, and total recoverable resources are within the range of 200-250 billion m<sup>3</sup>.

Another promising site is Slobozhanska area, located in the Kharkiv region, with area of about 6000 km<sup>2</sup>. Technologically recoverable resources of shale gas and tight gas are estimated at 50-70 billion m<sup>3</sup>, of hydrocarbon condensate – 2 mln. tons [4].

The main coal bed methane resources are concentrated in Ukraine Donetsk and Lviv-Volyn coal basins. Total coalbed methane resources in Ukraine equal 12-13 trln.m<sup>3</sup>, of which technology available resources are 3-3.5 trln.m<sup>3</sup>. Long-term

production of coal bed methane is estimated at 2.12 billion m<sup>3</sup> per year. Expected cost of coal bed methane production, according to Baker Tilly Company, is 2300-3300 UAH/thn.m<sup>3</sup> [2].

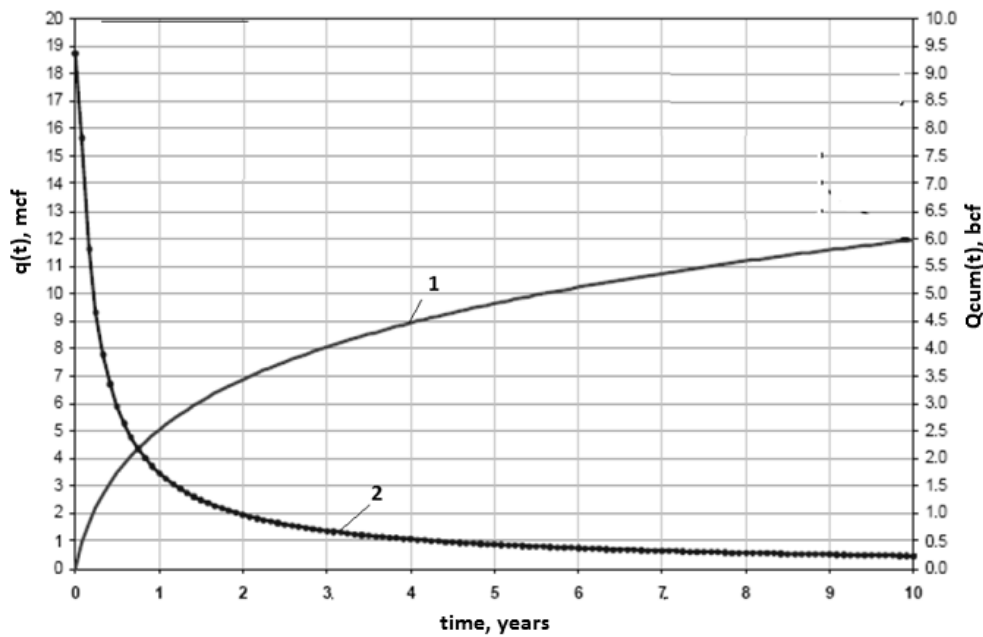
### Critical literature review

One of the main differences between the development of conventional and unconventional natural gas fields is the presence of the respective stages of production. In conventional gas fields development there are following periods of gas production: increasing gas production, constant gas production and production gas declining, and after that they proceed to completion and field abandonment [5]. In case of unconventional fields drop-down production is observed from the beginning of their development [6]. For example, production decline curves for Heynesville shale gas field are given below (see. Fig. 1), were estimated by Chesapeake Energy Company [7, 8].

As it can be seen from Figure 1, the flow rate drop for production wells is quite fast. During the first year well production rate may decrease to 65-80%, during the second year - 35-45%, in the third - 20-30%. After a sharp decline of production rate relatively stable plato at the site is observed, which is called the "tail" of development. During the final stage of development the percentage production decline is reduced and in average it can range 5-7% of the previous year. This "tail" can last for decades, but it is limited to cost-effective production rate (minimum reservoir pressure).

The foregoing features of unconventional natural gas fields development could be explained by the peculiarities of gas occurrence mechanism in low-porous low-permeable reservoirs. Natural gas contained in shale deposits and coal seams is in the free state in the pores of the rock matrix and in the adsorbed state on the surface of pores space [8, 11, 12]. As it was established according to the field data of unconventional natural gas deposits development the amount of adsorbed gas may reach 40-50% of the initial reserves. Consideration of adsorption processes in predicting development strategies will allow engineers to more accurately determine the reserves and predict the final gas recovery factor [10]. Therefore, special attention should be given to the development of new methods for forecasting the indices of unconventional natural gas field development that will consider the peculiarities of unconventional natural gas fields and will give reliable results.

Accumulated international experience testifies that the development of low-porous low-permeable reservoirs with economically profitable production rate can be achieved by the infill drilling of horizontal wells with further intensification of gas inflow. Currently, high-performance and factually the only method of intensification is multistage



1 - cumulative gas production; 2 – well flow rate  
**Figure 1 – Production decline curves for Heynesville shale**

hydraulic fracturing [13]. The main parameters that affect the performance of wells by using this technology is the length of the horizontal section of the wellbore, the number of perforated intervals, the number of HF fractures, their length, density and permeability.

Meyer et al. (2010) suggested considering the volume of the reservoir is limited by transverse fractures as simulated (drained) reservoir volume (SRV) [14]. The authors identified the main factors that influence on the size of SRV: formation thickness, the length of the horizontal section of the wellbore, the distribution of stresses in the layer, the presence of natural fractures. It was determined that in order to increase the stimulated reservoir volume should consider the increase fractures density, wells perforating parameters, wells horizontal section orientation, open hole well completion and others.

In [15], the authors describe the specific features of gas production from tight sands. In particular, they include:

1. Identification of the most promising areas (sweet spot) in the productive layers which are areas with high porosity, permeability, high reservoir pressure increased compared to the rest of the reservoir, the presence of natural cracks. In deposits developing gas flows from remote areas to the most promising zones where wells have been drilled. If there are no such zones, commercial gas production is not possible without hydraulic fracturing.

2. The increase of stimulated reservoir volume.

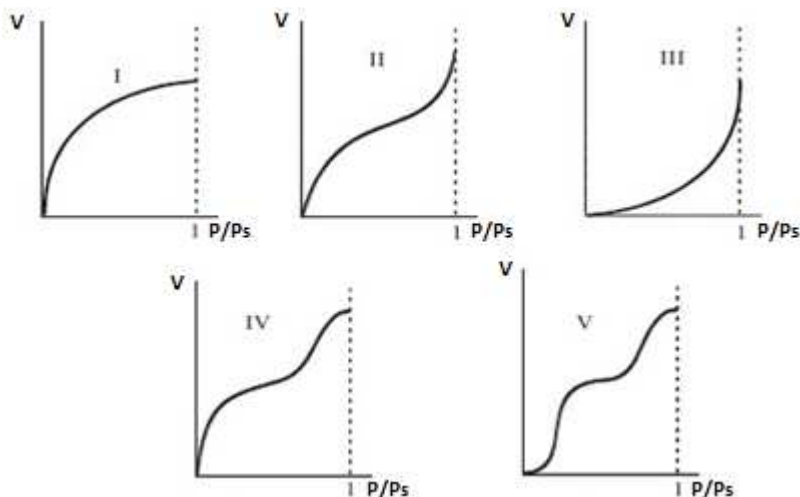
3. Low-permeable formation pollution and overlapping the channels for gas inflow by drilling fluids, HF liquids etc.

As it was established by the results of field research works and gained field experience of gas production from unconventional deposits, some

amount of gas is in adsorbed state [16, 17, 18]. One of the possible and main ways of gas production increase from low-porous low-permeable reservoirs is gas desorption intensification from the surface of the pore channels.

The nature of adsorption forces is very different. In general, the adsorption can be divided into physical and chemical (chemisorption). With much appearance of van der Waals forces, the adsorption is called physical, but when the forces are valent, i.e. it is when the adsorption is accompanied by the formation of surface chemical compounds it is called chemical. In physical adsorption equilibrium is established quite quickly and is reversed. Physical adsorption can be caused by electrostatic forces; while adsorption is determined by the chemical nature of the adsorbate molecules. Chemisorption can be both fast and slow. It differs from physical adsorption in that it is more sensitive to the chemical nature of the adsorbent and adsorbate. [19]. Another distinguishing feature of chemisorption is its irreversibility and high thermal effects (hundreds of kJ/mol). Between physical and chemical adsorption, there are many intermediate cases (e.g., adsorption, due to the formation of hydrogen bonds). Adsorption processes in shale formations were described by Langmuir law [10, 20].

Monomolecular Langmuir adsorption theory is based on certain assumptions. In particular, according to the theory of Langmuir adsorption occur not on the entire surface of the adsorbent, but on the active centers, which are projections or depressions on the surface of the adsorbent; adsorption is local and is caused by the forces closed to chemical ones; active centers are considered to be independent and identical; each active center is able to interact with only one molecule of adsorbate; adsorption process is reversible and equilibrium; as a result of adsorption monomolecular layer is formed.



$V$  – adsorbed gas content,  $m^3/t$ ;  $P/P_s$  – ratio of pressure to vapor saturation pressure

**Figure 2 – Types of adsorption isotherms**

Taking into account these assumptions in real conditions the character of adsorption isotherms often differs from Langmuir once. In particular there are 5 types of adsorption isotherms, shown in Figure 2.

Existing of such isotherms is explained by the fact that the Langmuir theory does not consider the interaction between adsorbed molecules, the real structure of the surface of the adsorbent and also the possibility of further adsorption of multiple layers.

Type I isotherms reflect monomolecular adsorption. Isotherms of types II and III are usually associated with the formation of the multimolecular adsorption. Isotherms of types IV and V differ in that they are characterized by finite adsorption in approaching the vapor pressure to the saturation pressure  $P_s$ . Isotherms of types II and III are characteristic for the adsorption on non-porous adsorbent, and types IV and V for porous solids. All five types of adsorption isotherms are described by the theory of multimolecular adsorption "BET", named so by the initial letters of the authors (Brunauer, Emmett, Teller).

In the BET theory supplementary assumption was adopted that each molecule of the previous layer is a possible active center for the next layer adsorption. Therefore multimolecular adsorption isotherm has S-shaped character.

To describe the isotherms of types 4 and 5 M. Polyani first proposed the theory of multimolecular adsorption based on completely different ideas than the Langmuir theory [21, 22]. In particular, this theory is based on assumptions about the potential field of solid body surface on which adsorbate molecules fall. Using this approach adsorbed layer resembles the atmosphere which is compressed near the surface, and is sparse in the outer layers. According to the Polyani theory the character of adsorption isotherm for a particular adsorbate doesn't dependent from temperature. Therefore, if the combination of adsorption isotherms at different temperatures can get one curve, and if the results of experiments represented as  $\lg(\theta/\theta_m) = f(RT \cdot \ln(P/P_s))$  as a result can be obtained

curve, the shape of which is independent from temperature. This curve called the adsorption characteristic curve.

In addition, it is advisable to speculate that the monomolecular adsorption is only a partial case of multimolecular adsorption, which can be described by BET isotherms. The process of the multimolecular layer formation may be accompanied by phase transitions of gas-liquid [19].

One of the first methods for the determination of adsorption parameters is so-called direct method, firstly proposed by Bertard (1970) and later improved by Kissell (1973). The essence of this method is to measure the amount of desorbed gas from the pore space surface of the sample species, obtained from the experimental cell and getting into a measuring flask displaces the same volume of fluid [23, 24, 25].

More accurate method was developed by the US Bureau of Mining for the determination of even small amounts of desorbed gas (Schatzel, 1987), which, unlike the previous method, based on the additional measurement of the pressure in the tank and expenses during the gas releasing, and then use the equation of state to determine the desorbed gas volume, which consists of a pressure vessel (desorption canister) pressure gauge, the input and output valves and gas flow meter. The specificity of such experiments is very low rate of working agents at the model output that need to be fixed, and the need for special sensors to determine the instantaneous concentration of different gases or surfactants. This method is characterized by accuracy and reliability of the results and is easy of implementation. That is why it have become a significant spread in the world.

In [26] presented the results of studies of gas adsorption on the surface of the pore space for shale rocks (so-called Devonian shale). Studies were conducted using laboratory setup consisting of the reservoir model, additional capacitance manometers, thermometers and valves. It should be noted that in this work for the first time an analysis of errors during the measuring of the amount of adsorbed gas, which can be caused by inaccurate

determination of temperature, pressure or empirical equations of state errors. According to the results total error during adsorption-desorption experiments equals in average 1.1%. Possible error of amount of methane adsorbed measuring on illite was grounded, a method for reducing errors in determining the temperature and pressure was developed.

Investigation of the intensity of methane desorption from coal from the initial equilibrium pressure is given in [27]. The research was conducted using volumetric method. It was found that at low pressures (3 MPa), this dependence is exponential, and when more pressure is converted into a quadratic. The effect is due to the presence of the transition phase desorption, which changes the priority of the mechanisms leading role of methane - filtration and diffusion. The results of experimental studies show that between the initial and final phases of the methane desorption from coal there is a long transition phase, during which a change in the leading role of methane flow mechanisms – from filtration to diffusion. For researchers engaged in practical use of scientific developments, it is important to a violation of proportionality between the methane content in coal and the intensity of its allocation in the department of pieces of coal from the seam.

In the desorption kinetics there are two phases: initial and final. In [28] it was found that in the initial phase of desorption is adsorbed and free methane of from coal models. A specific feature of the initial phase is gas filtration in the open pores. In this phase, the pressure in the pores is reduced from several megapascals (initial equilibrium pressure) to several kilopascal. The duration of the initial phase depends on the coal models size and can last from fractions of seconds to a few tens of seconds, and the amount of released gas is approximately 30% of the total content. Final phase is characterized by the long duration and low intensity of gas discharge. Lack of or poor display of transient processes makes the final phase of an affordable and convenient for the desorption study.

Investigation of gas flow in coal seams is presented in [29]. The movement of gas in the reservoir initiates a number of processes: molecular diffusion (predominance caused by collisions between molecules), Knudsen diffusion (predominance caused by collisions of molecules with the walls of the pores) and surface diffusion (movement of gas in the adsorbed layer). The consequences of these processes are in-situ displacement of methane molecules. This method consists of three phases: gas flow in fractures, gas diffusion and rock matrix and matrix adsorption effects (mainly in the micropores).

To increase coal bed methane production non-hydrocarbon gas injection is widely used in order to reduce the methane partial pressure in the reservoir. In the same time reservoir pressure does not decrease, and may even increase. It allows maintaining a constant well flow rate without lowering the deposit energy potential. Injected CO<sub>2</sub> mainly adsorbed on the surface of the pore space, displacing CH<sub>4</sub> from coal. Displacement ratio of CH<sub>4</sub>:

CO<sub>2</sub> ranges from 2: 1 to 10: 1. In case of N<sub>2</sub> injection methane desorption increase not only due to substitution and nitrogen adsorption and by reducing the methane partial pressure. Reducing the CH<sub>4</sub> partial pressure provides the driving force for desorption. Implemented pilot projects of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> injection in order to improve gas recovery of coal deposits have shown successful results. Increasing coal bed methane recovery by carbon dioxide injection was considered in [30]. CO<sub>2</sub> injection in coal seams will not only increase the ratio gas recovery but also reduce the amount of greenhouse gases in the atmosphere through their underground sequestration. An analysis of the project in San Juan coal basin (USA) using well pattern with consist from 4 injection and 7 production wells shows its economic and technological effectiveness. In particular, injection of 56.6 million m<sup>3</sup> of carbon dioxide increase natural gas production by 150%, without CO<sub>2</sub> breakthrough to the production wells. For the successful usage of this technology the coal seam should have limited size, relatively high permeability and lithological irregularities and lack of significant natural fractures. Injection wells should be completed unstimulated, while production wells can be cavitated or hydraulically stimulated. In addition to CO<sub>2</sub> injection another possible method of increasing gas recovery is methane displacement by nitrogen. Using this method may be achieved final recovery factor near 90%. Sources of CO<sub>2</sub> for injection may become natural deposits. However, to improve the ecological situation a rational option could become it transportation from large factories, plants, etc., which is extremely expensive. Therefore, at the design stage of this method economic parameters should to be considered.

Mining of coalbed methane at depletion mode is relatively simple and cheap method. But it is produced only up to 50% of initial gas reserves [31]. In this situation, the authors examined the possibility of increasing gas recovery using nitrogen and helium. The physical essence of the process is that the pumping of non-hydrocarbon gas decreases the methane partial pressure, which in turn initiates its desorption without reservoir pressure reducing. As it was found in the result of experiments amount of adsorbed methane on the rock surface depends not only on temperature and pressure under which it is located, but also on its concentration in the gas. This conclusion is based on the results of the experiment on the methane and helium adsorption with different concentrations of different concentration on coal models surface. To investigate the influence of methane partial pressure on desorption, a series of experiments that included methane adsorption on the surface of coal was conducted. After reaching pressure equilibrium helium was injected to the model inlet while methane was produced from the model outlet into additional cell. The process was carried out in stages with maintaining constant pressure in the model (7MPa). After a certain period of time the model was closed on both sides and pressure values have been recorded. Methane desorption was occurred in the model at this time, as was evidenced by pressure increasing. Knowing the

amount of injected helium, methane, gas concentration at the model outlet and thermobaric parameters based on the material balance conditions the amount of additional extracted methane was determined. However, as helium is relatively expensive gas for industrial usage, a number of studies related to the nitrogen injection in order to intensify methane desorption by the foregoing method was conducted. It should be noted that the nitrogen adsorption capacity is 40% lower than methane. Amount of injected nitrogen equals about 3 pore volumes. In this case all free and about 80% of the adsorbed gas was produced. Laboratory experiments were conducted on sand packed and core models, and showed great efficiency of nitrogen injection in order to enhance gas recovery from coal bed methane fields.

In [32] the question of methane, nitrogen and carbon dioxide adsorption on coal samples from other deposits USA was studied. Before the experiments coal samples were crushed, purified and screened. After that 25 cm in length and 4,25 cm in diameter cylindrical container was filled by coal. Model porosity and permeability was measured using helium because it is not adsorbed on the coal surface. As it was measured porosity equal 37%, permeability - 31mD. All studies were conducted at 22°C using gravimetric method. According to the experimental results, it was found that the coal from the field is absorbed three times more CO<sub>2</sub> than methane. Nitrogen adsorption capacity is lower than that of methane. An interesting fact is also that during desorption hysteresis was observed. And it was the largest for methane and CO<sub>2</sub>. Some researchers attribute this phenomenon for measurement errors.

In order to determine the methane displacement ability by CO<sub>2</sub> and nitrogen the experiments were carried out at pressures of 2.9 and 4.1 MPa. For these experiments gases of different compositions were used (pure nitrogen, pure carbon dioxide and mixtures thereof). Thus displacement agent was injected at a constant flow rate. Based on the experiments results it was established that CO<sub>2</sub> breakthrough occurs after injection of 1.2 pore volume. In this case, the highest rate methane recovery is achieved after 1.5-1.8 pore volume of CO<sub>2</sub> injected. With regards to nitrogen, it breaks much sooner after injection of 0.5 pore volume. The maximum gas recovery reached after 2-2.5 pore volumes injection. When using a mixture of gases to methane displacement, regardless of the concentration of individual components of the first to exit the model breaks nitrogen, displacing of methane. However, the higher the concentration of nitrogen in the mixture, the sooner it breaks. Then CO<sub>2</sub> was break. Thus before CO<sub>2</sub> breakthrough jump in methane production was observed.

The hydrodynamic model of depleted shale gas with two horizontal wells with transverse multistage fracturing has been used to analyze the influence of parameters of adsorption of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> on the accumulated gas production, total volume injected CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> breakthrough time in [31]. To determine the relative adsorption capacity of CH<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub> was used replacement rate of

methane with carbon dioxide or CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> relative adsorption capacity is defined as:

$$\alpha_{CO_2-CH_4} = \frac{V_{L-CO_2} \cdot P_{L-CH_4}}{V_{L-CH_4} \cdot P_{L-CO_2}}, \quad (1)$$

$V_{L-CO_2}$ ,  $V_{L-CH_4}$  – Langmuir volume for CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>, m<sup>3</sup>/t;

$P_{L-CO_2}$ ,  $P_{L-CH_4}$  – Langmuir pressure for CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>, MPa.

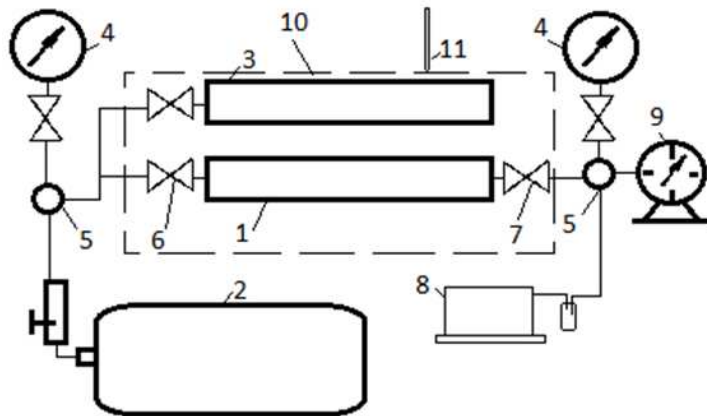
To calculate the baseline pressure and volume Langmuir methane amounted to 2 m<sup>3</sup>/t and 5 MPa; for carbon dioxide under 3.4 m<sup>3</sup>/t and 2.7 MPa. In order to determine the effect of these parameters on the extraction of gas from deposits held by individual launches hydrodynamic calculations stimulator for CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> for the basic version, and the parameters of the Langmuir 50% higher and lower than their value for the base case. By increasing the amount of methane Langmuir 50% final rate gas recovery increased by 3.4%, the amount of injected CO<sub>2</sub> is reduced by 12% and decreases the breakthrough of CO<sub>2</sub> and 8% decreases its production. The increase for CO<sub>2</sub> Langmuir 50% have no effect on the ratio of the final gas recovery, but can increase by 18.5% volume of injected CO<sub>2</sub> and reduce its production by 68%. Increased pressure Langmuir methane by 50% can increase gas production by 1.25% and the amount of injected CO<sub>2</sub> by 3.5%. However, it dramatically (by 51%) reduced time to breakthrough of CO<sub>2</sub> producing wells. An increase in the Langmuir pressure for CO<sub>2</sub> by 50% does not affect the increase gas recovery, but reduces the amount of CO<sub>2</sub> injected 5% significantly increases its production (69%).

### Problem formulation

Although there are a large number of studies, known technology for natural gas desorption intensification from shale gas deposits and coal bed methane fields using displacement agents, there are no studies specifically for tight low-porous low-permeable reservoirs. Also, it is not clearly established the dependence on porosity, permeability, pore size, rock grain size, rock surface area and its ability to adsorbed methane at different temperatures. Determination of these dependencies will improve current gas production and increase the final gas recovery possibly not only from unconventional deposits, but also from the conventional natural gas fields. Also, the impact of non-hydrocarbon gas injection pressure on the process of desorption intensification from models with different permeability is not fully investigated.

### General description of experimental research

Additional studies were conducted, which provide the opportunity to establish regularities of adsorption-desorption processes in tight sands and develop methods (technologies) that leads to increase gas recovery coefficient from low-porous low-permeable reservoirs, and, perhaps, from conventional natural gas fields.



1 – model; 2 – source of gas; 3 – reference cell; 4 – pressure gauges; 5 – manifolds; 6 – input valve; 7 – output valve; 8 – вакуумний насос; 9 – gas meter; 10 – thermo bath; 11 – temperature sensor

**Figure 3 – Scheme and general view of experimental setup**

To investigate the adsorption- desorption processes from low-permeable reservoirs the laboratory setup was developed. A schematic diagram and its general view are shown in Figure 3. The methodology of carrying out the experiments is as follows. Model is filled with the sand of selected fractions (0.125, 0.5, 1 and 2 mm). The porosity and absolute permeability, the volume of the model lines and additional cells are determined. Model is evacuated for some hours maintaining a constant temperature, thereby releasing pore space of the model from previously adsorbed gas (including air). The temperature is maintained closes to 100°C. Some authors in their studies for model degassing evacuated it for 12 hours at 50°C. For rock samples with high clay content it is recommended to maintain a temperature of about 200°C [34].

At the beginning of the experiment a constant temperature is set, which will be maintained throughout the whole period of its duration. The experiments were conducted at temperatures 22°C, 40°C and 60°C. The model is filled with methane at a pressure  $P_1$ . The volume of methane in the model is determined by the equation of state of the gas in the pore volume for a particular temperature and pressure conditions. Pressures at the inlet and outlet of the model were measured. The model withstands some period of time to stabilize the pressure in it. This process can take from 4 to 8 hours. Throughout all period of time pressure is measured. Methane adsorption on the surface of the pore space is fixed as a result of the pressure drop in the model. According to studies after 3 hours the pressure in the model varies slightly, so stabilized value of pressure was determined in 4,5 hours. Amount of adsorbed gas is determined using the equation of its state. Then the experiment is repeated for the other values of the initial pressure. The data of studies were processed according to the known method [35].

The result of the construction of graphical dependence is checked by using the pressure drop method. To do this, valve 7 is opened and free gas is released for 4-5s to receive atmospheric pressure at the model output. Then the valve at outlet 7 is closed and the liquid flow meter is attached. To determine the amount of desorbed gas valve 7 is slowly opened. The investigation continues for as long as the gas flow will not be less than 10 ml/d.

In the experiments the model with the length of 16,7 cm and the diameter of 2,6 cm was used. The experimental setup was pressure-tested to one half of the working pressure (20 MPa). The pressure in the experiments varied from 1 to 8,9 MPa, and the maximum value of 16 MPa was achieved. Pressure measurement during the experiments was carried out with pressure gauges with accuracy class 0,15 (date of calibration 2013). Studies were conducted using experimental design theory. As a source of methane gas cylinders were used. According to the passport of natural gas quality for compliance with GOST 27577:2005 methane content equals 97%, hexane+ 0,004%, non-hydrocarbon components of about 0,8%. Gas specific gravity is 0,574, dew point temperature – minus 35,5°C. To prevent uncontrolled gas leakage on laboratory setup alarm methane gas detector "Leleka" was installed, with operating boundary 0,75% of methane concentration in air, which corresponds to 5% of the lower limit of explosion (date of calibration 13.12.2013).

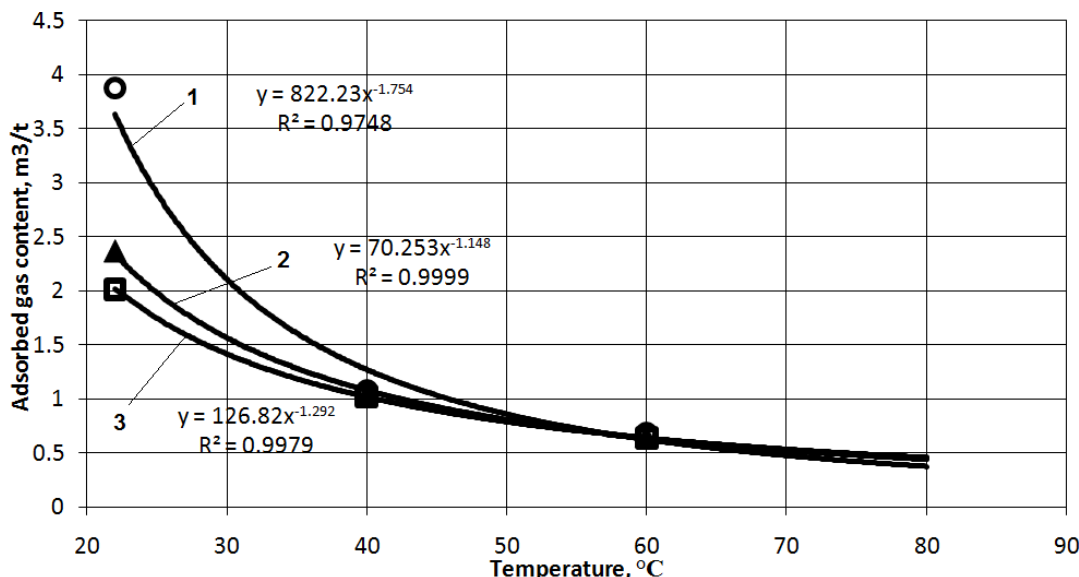
Experiments to determine the adsorption capacity of solid sandstone were conducted in three phases for different values of porosity and absolute permeability (Table 1).

### Results discussion

The maximum amount of adsorbed gas on the pore space surface with the temperature increase from 40°C to 60°C decreases by 1,5 times (from

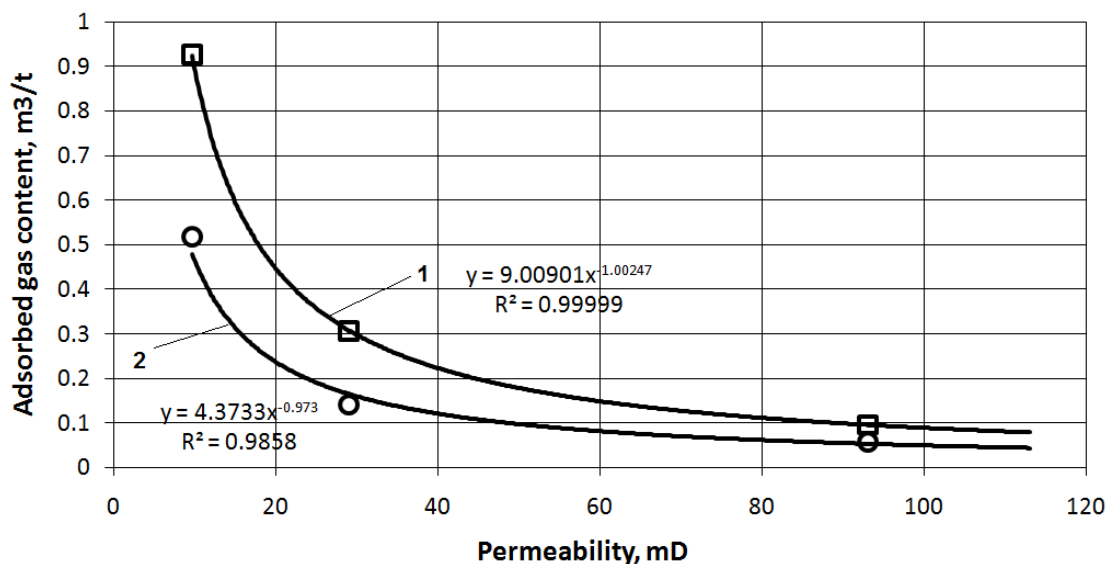
Table 1 – Experimental models description

Model	Rock mass in the model, g	Porosity, %	Permeability, mD	Pore radius, mm	Surface area of the model, m <sup>2</sup> / m <sup>3</sup>
1	172,39	21,01	9,7	0,001	6,8·10 <sup>5</sup>
2	170,64	21,8	29	0,0017	3,25·10 <sup>5</sup>
3	148,99	31,7	93	0,002	4,097·10 <sup>5</sup>



1 – at the pressure 20MPa; 2 – at the pressure 10MPa; 3 – at the pressure 8MPa.

Figure 4 – Graphical dependences of adsorbed gas content from temperature (adsorption isobar) for different pressures (model 1 – 9,7mD)

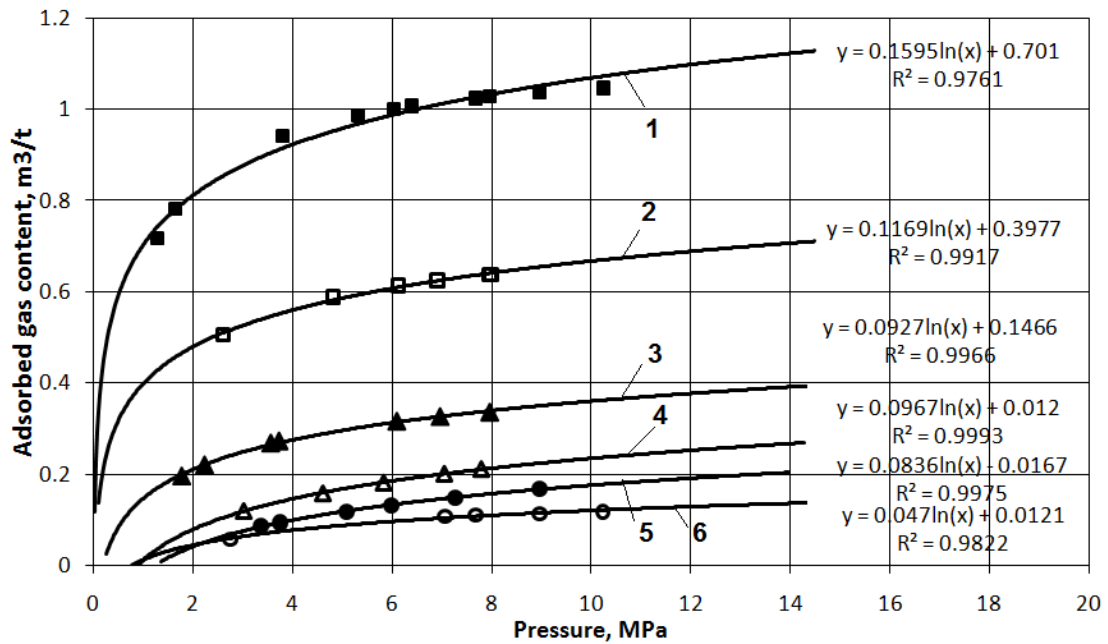


1 – at the temperature 40 °C; 2 – at the temperature 60 °C.

Figure 5 – Graphical dependences of adsorbed gas content from model permeability for different temperatures at the pressure 3 MPa

1,2 m<sup>3</sup>/t to 0,75 m<sup>3</sup>/t) for model 1, by 1,2 times (from 0,43 to 0,35 m<sup>3</sup>/t) for model 2 and by 1,5 times (from 0,25 to 0,15 m<sup>3</sup>/t) for model 3. Moreover, at constant temperature with increasing the model permeability the amount of adsorbed gas reduces by about 80% (from 1,2m<sup>3</sup>/t for model 1 to 0,22 m<sup>3</sup>/t for model 3).

Analyzing the figure 4 it can be concluded that at constant pressure with increasing the temperature the amount of adsorbed gas decreases. However, when the temperature 80°C amount of adsorbed gas is weakly dependent on pressure, and an average equal 0,35-0,45 m<sup>3</sup>/t for model 1. With the permeability increasing by 3 times the amount



1, 2 – adsorption isotherms for the model with permeability of 9,7mD at temperature 40 °C and 60 °C respectively;  
 3, 4 – adsorption isotherms for the model with permeability of 29mD at temperature 40 °C and 60 °C respectively;  
 5, 6 – adsorption isotherms for the model with permeability of 93mD at temperature 40 °C and 60 °C respectively

**Figure 6 – Graphical dependences of adsorbed gas content from pressure (adsorption isotherm) for models with different permeability at different temperatures**

of adsorbed gas is reduced by about 2 times. This suggests that even in deep deposits with high reservoir temperatures adsorption processes occurs.

Figure 5 shows the dependence of the adsorbed gas content from the model permeability. These dependences are nonlinear. The highest correlation coefficient obtained when using a power function. However, even when the model permeability reach 100mD amount of adsorbed gas ranges 0,065-0,1m<sup>3</sup>/t, and a further permeability increasing has virtually no effect on the adsorption capacity.

It is also worth noting that with permeability increasing the absolute dependence of the amount of adsorbed gas on temperature decreases. If for model 1 with permeability 9,7mD with increasing temperature from 40°C to 60°C the amount of adsorbed gas is reduced from 0,95 to 0,5 m<sup>3</sup>/t (by 1,9 times), for model 3 the amount of adsorbed gas decreases from 0,1 to 0,065 m<sup>3</sup>/t (by 1,5 times). Thus, with increasing permeability by 10 times the amount of adsorbed gas is reduced to about 7-8 times. In this regard, it can be concluded that natural gas is adsorbed on the surface of the pore space even in conventional highly permeable layers, but its amount is much less than in unconventional low-porous low-permeable reservoirs.

Figure 6 shows the dependence of the amount of adsorbed gas on the pressure for different temperatures and permeability of the model. Analyzing this dependence it should be noted that the amount of adsorbed gas increases with pressure rising. However, at high pressure values the amount of adsorbed gas does not increase with

pressure growing up. This effect can be explained by the fact that all adsorption centers are occupied and further adsorption is not possible.

The results of experimental studies were subjected to statistical analysis in order to obtain empirical dependence, which would link together permeability, temperature, pressure and amount of adsorbed gas. However, it failed to achieve the required degree of accuracy in determining the amount of adsorbed gas using linear and nonlinear dependencies. For different dependencies desired reproducibility was achieved only at a certain interval, while for the entire studied interval the coefficient of correlation ranged within 0.5-0.7, which testifies the non-linear of the process. Therefore, to obtain approximation dependencies of the above mentioned factors computerized neural networks of multilayer perceptron and radial basis function type were used. According to the analysis of the obtained results the highest coefficient of correlation was got for a model multilayer perceptron type MLP 3-7-1 (7 hidden neurons, in which there are three input values (permeability, temperature, pressure) and 1 output (the amount of adsorbed gas)), for which the coefficient of correlation for the test and control samples exceeds 0,999. The highest level of significance of input variables is permeability, and the lowest one - the pressure, which is consistent with experimental results. This model can be used for the rapid determination of the amount of adsorbed gas depending on the temperature and pressure conditions and reservoir permeability.

## Conclusions

1. To remove the adsorbed gas just reservoir pressure lowering is not enough due to the nature of adsorption isotherms. Particularly at pressure decreasing by 8-10 times compared to initial reservoir pressure (Figure 6) only about 30-40% of the total amount of initially adsorbed gas is desorbed. And at considerable reservoir pressure reduction the further deposit development is not economically profitable.

2. In this situation it is necessary to implement other methods of gas desorption enhancement without reservoir pressure reduction. One of such methods is the use of non-hydrocarbon gases to replace the methane molecules on the surface of the pore space. Conducted studies have also shown that even in gas reservoirs with high permeability adsorption processes take place. Proof of this can serve field examples when at the final stage of the field development the reservoir pressure begins to rise due to gas desorption and the return of the well to production becomes expedient.

3. Therefore, the development and application of gas desorption intensification methods will enable to increase gas recovery factor not only from low-porous low-permeable reservoirs, but, also, from conventional gas fields, which in conditions of energy deficit is an extremely important issue.

## References

- 1 Stephen A. Holditch, Tight Gas Sands / Stephen A. Holditch // JPT, Distinguished author series, June 2006, p.86-94
- 2 <http://shalegas.in.ua> [Електронний ресурс]
- 3 Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, June 2013, U.S. Energy Information Administration
- 4 <http://newgas.org.ua>, Київський інститут нетрадиційного газу [Електронний ресурс]
- 5 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений/ С.Н. Закиров. - М.: Струна, 1998. - 628 с.
- 6 Unconventional Gas: Potential Market Impacts in the European Union // Ivan Pearson, Peter Zeniewski, Francesco Gracceva, Pavel Zastera, Christophe McGlade, Steve Sorrell, Jamie Speirs, Gerhard Thonhauser, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012 – 324 pp. ,EUR – Scientific and Technical Research series – ISSN 1831-9424, ISBN 978-92-79-19908-0
- 7 Електронний ресурс [http://www.sooga.org/studies/Marcellus\\_Shale\\_Decline\\_Analysis\\_-\\_2010\\_-\\_Brandon\\_Baylor.pdf](http://www.sooga.org/studies/Marcellus_Shale_Decline_Analysis_-_2010_-_Brandon_Baylor.pdf)
- 8 SPE 160855 Comparisons and Contrasts of Shale Gas and Tight Gas Developments, North American Experience and Trends // Robert L. Kennedy, William N. Knecht, and Daniel T. Georgi
- 9 Analysis of decline curves, J.J. Arps, Houston Meeting, May 1944
- 10 SPE 160869 A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery // O. Arogundade, M. Sohrabi
- 11 SPE 132845 Aguilera, R., 2010. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs.
- 12 SPE 141085 Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoirs // Salman A. Mengal and R. A. Wattenbarger
- 13 Кондрат, О. Р. Сланцевый газ: проблемы і перспективи// О. Р. Кондрат, Н. М. Гедзик/ Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, №2 (47) – 2013. – с. 7-18.
- 14 SPE 119890 What is Stimulated Reservoir Volume (SRV)? // Mayerhofer, M. J., Lolon, E.P., Warpinski, N. R., Cipolla, C.L., and Walser. D.
- 15 SPE 155442 An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development // Rashid Khan and Ayman R. Al-Nakhli
- 16 SPE 125530 Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs // Cipolla, C.L., Lolon, E.P.
- 17 SPE 137437 Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping // Cipolla, C., Mack, C., Maxwell, S.
- 18 SPE 138103 Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping – Part 2 // Cipolla, C., Mack, M., Maxwell, S.
- 19 Адамсон А. Физическая химия поверхностей: пер. на рус. – М.: Мир, 1979. – 568 с.
- 20 Gas-Well Testing in the Presence of Desorption for Coalbed Methane and Devonian Shale // A.C. Bumb, C.R. McKee
- 21 Черных В.А. Научные основы разработки залежей сланцевого газа: учебное пособие / В. А. Черных, В.В. Черных. – М.: РУДН, 2013. – 177с.
- 22 Брунауэр С. Адсорбция газов и паров. Том 1. Физическая адсорбция / С. Брунауэр. – М.: Государственное издательство иностранной литературы, 1948. – 784 с.
- 23 Overview of Coal and Shale Gas Measurement: Field and Laboratory Procedures // Noel B. Waechter, George L. Hampton, III, and James C. Shipps Hampton, Waechter & Associates, LLC, The University of Alabama, Tuscaloosa, Alabama
- 24 C. V. Krishna Prasad Determination of gas content of coal: A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Bachelor of Technology in Mining Engineering / C. V. Krishna Prasad. – Department of mining engineering national institute of technology , Rourkela, 2011-2012. - 55
- 25 Measuring the gas content of coal: A review // William P. Diamond, Steven J. Schatzel
- 26 SCA Conference Paper Number 9302 Adsorption measurements in devonian shales // Lu, F.C. Li, and A.T. Watson, Department of Chemical Engineering Texas A&M University
- 27 Трансформация механизма десорбции метана из угля. Три фазы десорбции / В.А. Васильковский // Физико-технические проблемы горного производства: Зб. наук. пр. — 2009. — Вип. 12. — С. 4-10. — Бібліогр.: 6 назв. — рос.

28 Алексеев А.Д. О распределении метана в угле / Алексеев А.Д., Васильковский В.А., Шажко Я.В. // Физико-технические проблемы горного производства: сб. науч. тр. / НАН Украины, Институт физики горных процессов. – Вып. 10. – 2007. – С. 29–38.

29 PETSOC 2006-111 Gas Adsorption / Diffusion in Bidisperse Coal Particles: Investigation for an Effective Diffusion Coefficient in Coalbeds J. Yi, Chongqing I.Y. Akkutlu, C.V. Deutsch

30 SPE 48881 Enhanced Coalbed Methane Recovery Using CO<sub>2</sub> Injection: Worldwide Resource and CO<sub>2</sub> Sequestration Potential // Scott H. Stevens, Denis Spector, Pierce Riemer

31 SPE 20732 Enhanced Coal bed Methane Recovery // R. Puri and D. Yee

32 SPE 95947 Laboratory and Simulation Investigation of Enhanced Coalbed Methane Recovery by Gas Injection // G.-Q. Tang, K. Jessen, A.R. Kovscek

33 Impact of Sorption Isotherms on the Simulation of CO<sub>2</sub>-Enhanced Gas Recovery and Storage Process in Marcellus Shale // Amirmasoud Kalantari-Dahaghi, Shahab D. Mohaghegh, Qin He

34 SPE 146869 Surface Area and Pore-size Distribution in Clays and Shales // Utpalendu Kuila and Manika Prasad

35 An Inter-laboratory Comparison of CO<sub>2</sub> Isotherms Measured on Argonne Premium Coal Samples // A. L. Goodman, A. Busch, G. J. Duffy, J. E. Fitzgerald, K. A. M. Gasem, Y. Gensterblum, B. M. Krooss, J. Levy, E. Ozdemir, Z. Pan, R. L. Robinson, Jr., K. Schroeder, M. Sudibandriyo, and C. M. White, American Chemical Society Published on Web 00/00/0000 PAGE EST: 7.4

36 SPE 163133 Energy Generation & Coal Bed Methane Recovery Via CO<sub>2</sub>- N<sub>2</sub> Sequestration and Their Environmental Consequences // Asadullah Memon, Bilal Shams Memon, Sania Soomro, Froze Unar and Seema Bano, U.E.T Mehran

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*15.10.14*

*Рекомендована до друку*

*професором **Тарком Я.Б.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*канд. техн. наук **Рудим С.М.***

*(відділ нафтовіддачі та інтенсифікації видобутку нафти ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

## THE IMPORTANCE OF UNDERGROUND STORAGE ON THE WORLD MARKET AND TENDENCIES OF UNDERGROUND GAS STORAGE DEVELOPMENT

*O. T. Chernova*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727138,  
e-mail: m-oksana-t@ukr.net*

*Коротко охарактеризовано мережу підземних сховищ світу, приведено характеристики діяльності та сучасний стан підземних сховищ газу США, країн Західної Європи, Центральної Європи та України.*

*Сформульовано питання і основні вимоги до розвитку підземного зберігання, а також пропонуються нові технологічні рішення, спрямовані на підвищення рівня їх експлуатації. Реконструкція і модернізація підземних сховищ, підвищення їх продуктивності значно посилить енергетичну безпеку і утвердять незалежність країни, а також забезпечить надійність поставок газу.*

*Ключові слова: мережа підземних сховищ, активний об'єм газу, пікові газосховища, газозабезпечення.*

*Кратко охарактеризовано сети подземных хранилищ мира, проанализированы деятельность и современное состояние подземных хранилищ газа США, стран Западной Европы, Центральной Европы и Украины.*

*Сформулированы вопросы и основные требования к развитию подземного хранения, а также предлагаются новые технологические решения, направленные на повышение уровня их эксплуатации. Реконструкция и модернизация подземных хранилищ, повышения их производительности значительно усилят энергетическую безопасность и утвердит зависимость страны, а также обеспечит надежность поставок газа.*

*Ключевые слова: сеть подземных хранилищ, активный объем газа, пиковые газохранилища, газоснабжения.*

*Short characteristics of the net of world's underground storages was set out, the activity and modern state of underground gas storages in the USA, countries of Western Europe, central Europe, and Ukraine was analyzed.*

*The questions and main requests for the development of underground storage, and also new technological solutions directed to raise the level of their exploitation were formed. Reconstruction and modernization of underground storages, rise of their productivity will considerably increase energy safety and dependability of the country and will also provide the reliability of gas supply.*

*Key words: network of underground storages, active gas volume, peak gas storages, gas supply.*

The underground shelters have a great importance on the market of natural gas in the whole world. Nevertheless gas storages are disposed rather disproportionately around the territory.

According to the data of US Geological Survey at 01.01.10 there are 642 UGS with general active capacity of 333 billion m<sup>3</sup> in the world, that corresponds to 10,8 % of world gas consumption.

At the beginning of the 90<sup>th</sup> the liberalization of gas market began which led to the change of the situation of the underground storages usage. To secure free competition on the market capacities for gas storage were taken out from the management of gas corporations and reorganized into independent commercial entities which are obliged to provide gas storage for all comers on suitable basis.

The changes led UGS to be used not only for providing uninterrupted supplies of gas in the cold period of the year but for profit-making. Gas was injected into underground storages when its cost was minimum, and it was pumped out and sold at the moment of appreciation of its cost. At that period the urgency of peak gas storages in the world which had capacity to supply rapid giving out the product, increased sharply. That is why the peak of constructing the gas storages in salts in the USA and Europe took place at last decades.

The urgency of the given problem partly decreased in connection with extracting of schistose gas in the USA and at the appearance of numerous LNG. Also the corporation Shell and E.On. have lately developed the projects of "virtual" gas storages. In the judgment of specialists of these companies European UGS of different types should be united into network and on the basis of common capacities propose the contracts for gas storage. This factor will allow deriving an income for UGS and reducing the risks of gas trends.

The question of the constructing and exploitation of underground gas storages has been actual during many years. The founder of the network of UGS of Ukraine and the drafter of the project's documents for its construction is UkrNDIGas. This is the only organization in Ukraine, which has been solving the problems connected with underground storage of gas for 40 years [1]. So in 1968-1970 the experts of the institute of gas started the long-lived study of needs and structure of power supply of main gas users, such as Kyiv, Kharkiv, Donetsk, Odesa, Lviv and others. A group of scientists under the supervision A.V. Baranov and S.A.Pinchuk offered the methods of the prognostication of compensation of seasonal disproportionality of usage with the aim of study of the capacity of storage and productivity of UGS [2, 3], and argumentation of

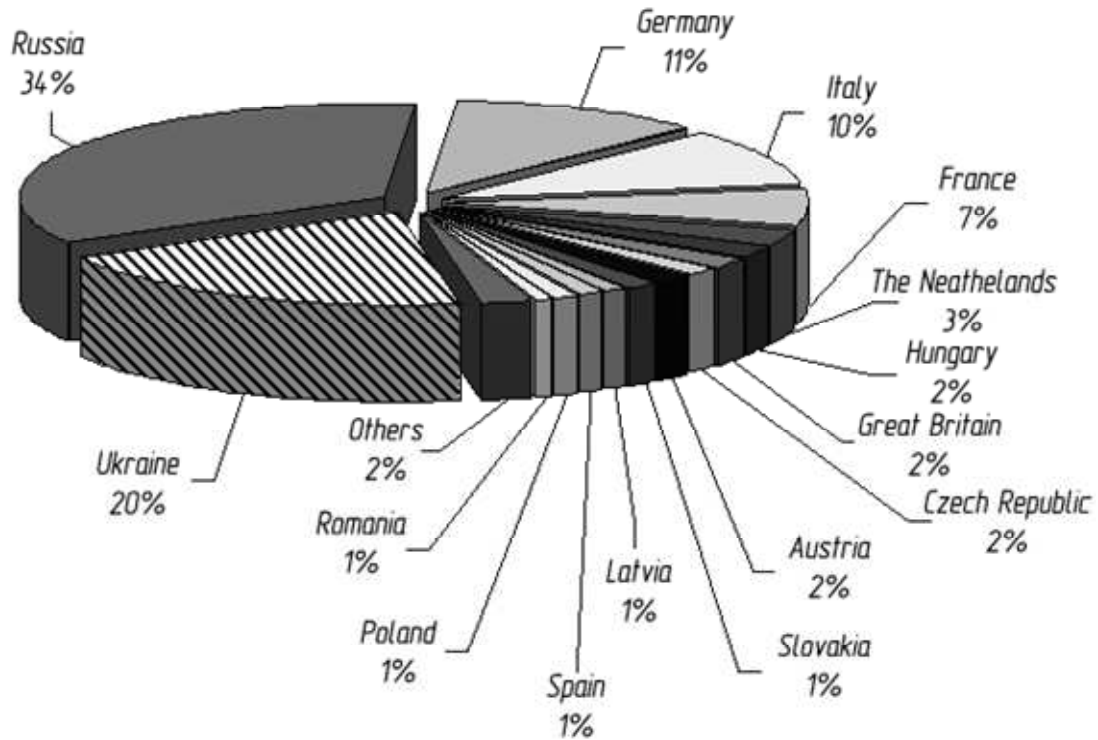


Figure 1 – The share of active holding capacity of UGS in the European countries

the main characteristics of the UGS [4]. The given works are directed to constructing and exploitation of the underground storages. For supervisory control of the UGS, the control services were offered the supply of information about the possibility of taking away at any time. The presence of gas in the stratum is shown with the help of indicated curve [5].

A lot of research works mainly connected with the Carpathian complex of underground storage belong to Gimer R.F. At the same time Savkiv B.P. [12], Andrijishin M.P. [11] and other scientists worked at separate questions of the development of the network of underground gas storage. The results of their works were used at the development of amendments of separate projects at the designing and constructing of separate underground storages.

The questions of development of underground storage in Russian Federation are paid attention in the works of B.V.Budzulyak [7], A.E. Arutyunov [8]. Successful development of underground gas storages in Ukraine has assisted to close cooperation of leading scientists of Ukraine and Russia. It is worth notice Russian scientists such as S.M. Buzinov, Y.L. Gusev, Y.K. Ignatenko who worked at the scientific and technological questions of projecting and constructing of underground storages of Russia and Ukraine.

The definition of underground storages, their significance and character of work are given in the appliance “Handbook of natural gas engineering” edited by the professor of Michigan University D.L.Kanz [6]. The characteristics of the underground storages of the USA, the value of active and buffer volume of gas in this country are characterized in the works [9, 13].

In the most storages the active and buffer volume of gas are approximately equal, that is their correlation of active gas to the buffer is 1:1. In 1994 the share of buffer gas in the USA was 58 % [13]. In the underground storages of Ukraine the share of buffer gas is 51 % and less. That is why the question of modernization of world underground storages is actual.

For 2003 in the countries of Eastern Europe and former Soviet Union it was concentrated about 40 % of UGS. Approximately the same amount falls on Canada and the USA. Nearly 20 % of UGS is situated in Western Europe and only some storages are situated in the countries of Eastern Asia and in Near East with the total capacity of 3 billion m<sup>3</sup>. Such correlation is illustrated by the necessity of disposition of underground storages in the places where there are seasonal fluctuations in capacities of natural gas usage (Fig. 1).

The network of the underground storages is planned to be expanded by Russia, Turkey, Iran, Australia and China. Prognostication of the state of development of underground storages of Europe and the USA testifies to the fact that only some projects will be carried out as it has been prognosticated before. However, the world’s industry in the future decades all the same should do steps forward as the safety of world’s gas market, its resistance to different crises and irregularities depend in mainly on the state of underground storages of the world.

On 2012 more than a half of the backup storage of gas falls on three countries: the USA, Russia and Ukraine. For last decades the amount of underground storages and their total capacity has not practically changed. From 2000 to 2012 the total capacity of world’s UGS has increased only to

**Table 1 – Stage-by-stage building of underground gas storage in the USA**

Years	Amount of storages	Maximum productivity, billion m <sup>3</sup> / 24 hours	Capacity of active gas, billion m <sup>3</sup>	Maximum capacity of gas storages, billion m <sup>3</sup>
1970	325	-	-	148,4
1975	376	1,03	-	190,4
1980	401	1,09	161,0	214,8
1985	419	1,5	167,0	222,5
2005	417	2,2	110,5	220,0
2014	417	2,2	110,7	223,0

10 %. The construction of new objects has been stopped in the world. In some countries it was substantiated by crisis situation in the world, but in others (the USA and Europe) by gas market liberalization for last 10-15 years.

At present day the largest amount of UGS belongs to the USA. In these underground storages about 115 billion m<sup>3</sup> of gas with maximum productivity of 2,4 billion m<sup>3</sup> a day could be stored. This parameter is proved by the specific character of gas market and a great number of the organizations involved [13].

Stimulus of the development of UGS in the USA became the process of correction of gas market. By this the cancellation of the control of industrial prices for gas was expected. It allowed setting tariffs on gas storage with the consideration of local and seasonal differences in commodity price for gas, and inserting the mechanism of independent purchasing of gas by consumers and conclusion of separate treaties with transport companies about transportation and storage of gas with the payment of services by tariffs.

The first underground gas storage in the USA was created in 1915-1916 with total capacity 62 billion m<sup>3</sup> in New York State (Zoar-Erie). The problem of gas storage in the given country was paid a great attention and by the end of 1983 the total amount of UGS had reached 419 with the total storage capacity of 167 billion m<sup>3</sup> and daily productivity of 1,5 billion m<sup>3</sup>. From 1970 to 1983 the amount of underground gas storages increased to 84 units, 13 underground storages among them were constructed in aquiferous stratum.

The characteristic feature of underground gas storage in the USA is a big reserve of active volume of gas [13]. With the general usage of gas of 478,7 billion m<sup>3</sup> in 1983, the maximum volume of storage was 167 billion m<sup>3</sup> at the total gas capacity in UGS of 222,5 billion m<sup>3</sup>.

The volumes of underground gas storage in the USA, reached at the beginning of 80-s, in what follows are at the same level. The changes are in the direction of increasing not volumes of storage but productivity of UGS. Thus, for 2005 in the USA there are 417 UGS. 348 from them were created in overworked gas and oil deposits (occurrences), 40 were built in aquiferous stratum, 27 in salt cavities and 2 in mines. Thereby, the total amount of UGS even reduced in comparison with 1983, at the same time maximum productivity increased from 1,5 to 2,2 billion m<sup>3</sup>. Stage-by-stage.

Building of underground storages in the USA is shown in table 1 [9].

As you can see in table 1, during 1970-1985 the amount of underground storages in the USA was increasing and in 2005 it reduced by two units. It is connected with consolidation of storages. At the same time, during the given period maximum productivity and maximum volume of gas storage increased practically in two times [14].

As to the building of new underground storages in the USA, the situation doubled. Constructed during many years storages with big reserve could not satisfy the capacity of gas that needs to be stored. It is argued by the appearance of schistous gas at the gas market. That is why the decision was made to cut down the mining of gas as there was no place to its storage. At the other hand the price for gas in the America is so high that it is not profitable to pay big sum of money for its storage. It means that the building of new UGS at the present time has very long term of recoupment [6].

That is why during the last years the questions and basic requirements of the development of the USA underground storage were formulated:

- creating the possibility of increasing of twenty-four-hour gas mining from the underground storages by increasing of wells' amount and drilling of newest highly discharged wells;
- extension of UGS nets at the cost of creating new ones in overworked deposits (occurrences) or salt cavities;
- creating the opportunities to use of compressor stations with maximum power.

The peak UGS today make less than 10 % from the total capacity of world's capacities of underground storage. Most of them are situated in the USA where active volume, about 30 of UGS, located in salt, make 8 billion m<sup>3</sup>. In Germany we can count 19 similar storages with an active capacity about 7 billion m<sup>3</sup> for 2010. In general in this country the portion of reserved gas, located in peak storages is the highest in the world and makes more than 25 %.

In the countries of Western Europe the underground storage was developing rapidly. And for 2005 in these countries more than 80 UGS were operating. Germany owns the biggest amount of storages - 42, France has 15, there are 10 in Italy, and 5 in Australia. Hereby Germany, France and Italy own 75 % of capacities of gas storages if Western Europe. Analyzing the given countries we

Table 2 – Parameters of underground storage of Western European countries

Country	Number of UGS	Volume of gas, million cubic meters		Maximum daily productivity, million cubic meters a day
		total	active	
Germany	42	27,5	19,772	437,9
Italy	10	27,8	17,300	198,8
France	15	23,1	11,633	182,5
Netherlands	3	20,0	4,750	196,0
Great Britain	4	10,2	3,267	54,8
Austria	5	6,4	2,980	29,4
Spain	2	3,4	1,990	10,7
Denmark	2	1,15	0,815	25,2
Belgium	2	1,09	0,650	9,6

can say that underground storage of Germany was developing stage-by-stage. Storages of gas were built there in aquiferous structures on different depths and in salt excavations. The active volume of these storages now is 19,77 billion m<sup>3</sup>, and twenty-four-hour productivity is 437,9 m.m<sup>3</sup>/day. During new millennium 7 new UGS were in Germany were brought into action in Germany and also the projects for creating of two more new storages in porous stratums and twelve in cavities for additional volume of gas were developed. Theoretically all active volume from German UGS can be taken away for 45 days.

France has similar parameters of underground storage. There are 15 UGS located across the country, 12 of them are created in water-bearing layers, and three in layers of salt caverns at a depth of 1400 m. The active volume of all storages is more than 11 billion cubic meters, and the maximum sampling of gas is 182,5 million cubic meters per day. It is also known that it is possible to select all active gas from these storages in 63 days.

There are 10 underground storages in Italy. They are located in depleted fields and have an active volume of 17,3 billion cubic meters of gas. The selection of all active gas can be conducted within 87 days under condition of a maximum daily productivity – 198,8 million cubic meters.

It should be noted that other Western European countries have a much smaller amount of storages (from five to two), and the volume of these storages is up to 5 billion cubic meters. Parameters of underground storage of Western Europe (on 2005) are shown in table 2 [9].

The main issue of UGS development in Europe is to increase the value of the active gas volume. The solution of this problem will allow using natural gas effectively, as it will reduce the cost of its storage. Given problems are justified by the technology of producing of underground storages. European storages were constructed with a strategic purpose. In the present the parameters of their work are considered imperfect. Therefore, at present the construction of new underground storages is being discussed in five projects in Western Europe.

In the countries of Central Europe the volume of underground gas storage is slightly less. However, it should be noted that in Poland back in

1954, the scientific research on underground storage had been started. On 2000 there are 6 active gas storages and 5 - at the design stage in this country. Also the fact that Europe and the former Soviet Union exchanged experience in designing and operation of underground gas storage should be noted.

The most powerful industrial and scientific country in the field of underground gas storage is considered to be Russian Federation [7]. It ranks the second place in terms of the volume of underground storages. After the collapse of the Soviet Union its complex consisted of 21 UGS with an active volume of 40 billion cubic meters of gas and maximum daily capacity - 300 million cubic meters per day.

Nowadays there are 25 UGS (more than 66 billion cubic meters) located in Russia, with a maximum capacity of more than 620 million cubic meters per day. 80 % of the total storage capacity is built in overworked oil and gas deposits and less than 20 % in aquifers. In addition, Russia has the largest UGS in the world: North Stavropol and Kasymovskyy. North Stavropol UGS is located in depleted gas field (according to Gasprom in this underground storage can be stored up to 37,8 billion cubic meters of gas), active volume of this storage is 15 billion cubic meters (after expansion is planned 28 billion cubic meters). Kasymovske UGS is located in water-bearing layer with an active volume of 7,5 billion cubic meters of gas. The volume of the commercial gas in the gas storages has reached 63 billion cubic meters, and the maximum daily capacity - 600 million cubic meters. The selection of all active gas from UGS is theoretically made within 160 days.

Russia attaches great importance to the issues related to the underground storage. The research and development, updating and modernization are conducted [8]. The solution of set problems will allow increasing till 2030 the volume of active gas to 110 billion cubic meters. The development of underground gas storage of gas in Russia is formed in the following requirements:

- creation of peak gas storage in simple layers, rock salt, and creating systems for liquefaction, storage and regasification of liquefied natural gas;
- reconstruction and upgrading of equipment of UGS and installation automatic devices;

- solving the questions of increasing of productivity of underground storages and cutting down the period of selection by constructing of highly debit wells, creating the possibilities of productivity increasing of operating wells, changing of technology of gathering and draining of gas, increasing the effectiveness of UGS management;
- increasing flexibility of work of storages by changing the gas injection processes in winter and introducing new modes of injection and sampling;
- studying of alternative technologies of gas storage.

The problem of underground gas storage in Ukraine emerged due to the need of gas supply of major centers and capital cities. Finding favorable structures for the creation of an underground storage for Kyiv started back in 1955. As the result of geological research, Olyshivska and Chervonopartyzanska structures were selected [1].

Ukraine in the early 60s was the main gas-extraction region of the former Soviet Union. With the help of Ukrainian underground storages of natural gas were satisfied the needs of domestic consumers of natural gas of Moldova, Russia, Belarus, Lithuania and Latvia and implemented export to Poland, and from 1967 and 1968 in Czechoslovakia and Australia. But even then because of the lack of Ukrainian own sufficient resources in the winter period big cities (Moscow, Leningrad, Kyiv, Kharkiv and Lviv) felt inadequate gas supply. Therefore, it was decided to create underground gas storages in aquiferous structures near these cities.

The network of underground gas storages in Ukraine, which was created during the last 50 years consisted of 13 underground storages created in simple layers (two - based on water-bearing structures and 11 - at the exhausted gas fields). It ranks the second place in Europe in terms of total volume of underground gas storage and one of the highest on the list for a total daily capacity. The total equipped active capacity of the network is 32,0 billion m<sup>3</sup>; its performance at the beginning of sampling season may be about 300,0 million m<sup>3</sup> [10].

Exceptionally favorable geographical location of Ukraine at the crossroads of main existing transcontinental and interstate pipelines makes it a kind of "gas bridge" between these regions.

With the help of the Ukrainian gas transport system about 90 % of Russian gas exports is carried or over a quarter of the needs of European countries. In terms of gas transit through its territory our country surely ranks the first place in the world. Through our gas transportation system annually passes over 100 billion cubic meters of gas to 18 countries in Central, Eastern and Southern Europe.

Ukraine is one of the largest consumers of natural gas, ranking on this indicator sixth place in the world and fourth in Europe after Russia, UK and Germany, far ahead of such big countries like Italy and France [2].

It must also be noted that all UGS of Ukraine, namely more than a half of existing, have more than 2 billion cubic meters of an active gas each.

Ukrainian underground gas storage network is a dynamic system that is closely related to the technological element of a large gas transportation system of Ukraine and also has great international significance. But to the future successful and high-quality functioning of Ukrainian network of underground storage, continuous improvement, upgrade and modernization is needed.

The modernization of gas transit system of Ukraine was raised over the past decade. It is viewed through different points of view. According to the words of the Minister of Energy and Coal Industry of Ukraine, Eduard Stavisky, our country plans to increase the volume of its underground storages (UGS) to 50 billion cubic meters. It is possible, according to his words, as Ukraine has geological opportunities to build gas storages in the central regions, in particular Kharkiv and Poltava region. The minister believes that it is possible to build there UGS with the capacity from 10 to 20 billion cubic meters of gas. However, in terms of commerce UGS construction requires large costs, difficulties in obtaining the necessary permits and long payback period.

More detailed and undertaken is the question of reconstruction of existing gas storages. To perform the tasks, Ukraine began launching the reconstruction of the main gas pipeline Urengoy-Pomary-Uzhorod. It is believed that during the seven years (according to the Ministry of Energy and Coal) reconstruction will take place throughout Ukrainian GTS.

To date, according to the JSC "Ukrtransgas" Ukrainian gas pipeline length is 38,6 thousand km, including 22,2 thousand km of gas mains (of which 14 000 km with the diameter 1020-1420 mm) and 16,4 thousand km of gas pipeline branches. The capacity at the input is 285,7 billion cubic meters per year, and at the output of 178 billion cubic meters per year (including 146 billion cubic meters per year in European countries).

Also the gas transportation system of Ukrtransgas includes 72 (110) compressor stations (shops) with total capacity of 5442,9 MW, 702 GPA and 12 underground gas storages (UGS) with a total active capacity of 31 billion cubic meters and infrastructure that supports the functioning of the system.

It should be noted that in the period of 1980-1990 the rate of development of underground storage had no equals in the world: the total storage capacity has been increased to 11, and active storage to 18 times [10].

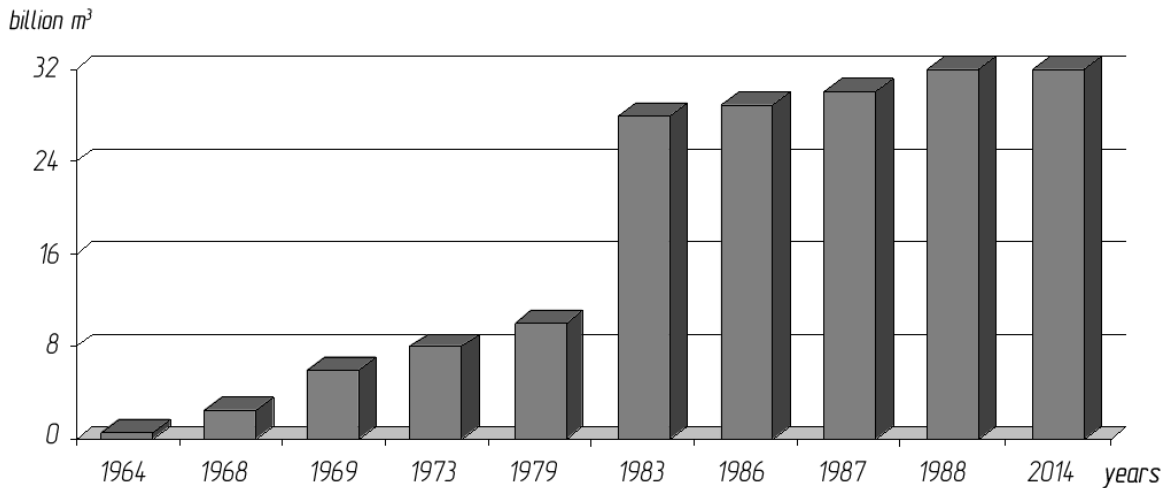
Dynamics of volumes of gas in UGS are shown in table 3, and the dynamics of increase of the active volume of gas in underground storages of Ukraine during the period of their construction and operation are shown in Fig. 2.

Growth rates indicate that our country has a strong system of gas transportation and storage which provides gas supply to domestic and international consumers (about 75 billion cubic meters per year).

Ukraine geographic location allows the supply of natural gas by GTS from gas producing regions of Russia and Central Asia to European countries,

**Table 3 - Dynamics of volumes of gas in UGS, billion cubic meters**

Year	The total volume of gas injection	Including		The volume of gas injection during the season	Gas selected during the season
		active gas	buffer gas		
1976	3,4	1,6	1,8	-	1,4
1980	4,4	1,8	2,6	2,0	2,1
1985	23,4	10,8	12,6	12,6	7,9
1990	49,4	31,6	18,2	18,0	21,2
2014	49,4	31,6	18,2	18,0	21,2



**Figure 2 – Dynamics of increasing of active volume of as in UGS, billion cubic meters**

fulfilling the contractual obligations of gas transit [7]. This enables Ukraine to play a major role in the international system of gas transportation and helps to accelerate its integration into the European and world economy. Transit of gas to 19 European countries in recent decades has grown steadily and in 2004-2007 years stabilized at the level of 110-120 billion cubic meters, that is a quarter of the volume of gas consumption by these countries.

Since 1991 Naftogaz of Ukraine annually highlights the volume of gas transportation on the territory of Ukraine. Thus, in 2005 the balance of gas consumption during transportation by Ukrainian GTS was 1,06 billion cubic meters (0,5 % of the total amount, received by the country). We also know that during the transit of Russian gas to Europe Ukrtransgas spends about 7 billion cubic meters per year (process gas). For the country safe and high-quality delivery of the product should be a priority.

Another negative factor is the fact that most of the pipelines were built in the 60-70's of last century. Therefore, the technical condition and operational efficiency of GTS of Ukraine do not meet modern requirements, because:

- over 29 % of Ukrainian gas pipelines have already worked their amortization period;
- more than 60 % of the communications of the gas transport system (GTS) were in operation from 10 to 33 years;
- every third unit of gas pumping has worked out its service life and needs reconstruction;

- 11,6 thousand km gas networks (about 7 %) and 4,9 thousand gas control points (about 14 %) are operated over the given period of depreciation.

The necessity of modernization and technological upgrading of objects of gas transportation system of Ukraine is determined by:

- moral and physical deterioration of technological equipment, in case, if moral and physical deterioration of equipment prevents from performing its basic functions;
- negative results of diagnostic and inspection of technological and subsidiary equipment;
- impossibility of continuing the resource of exploitation of technological equipment provided by the manufacturer;
- decline in the reliability and efficiency of gas transport;
- construction of new electricity generation capacity in the area of the gas transportation objects or appearance of excess electricity, enough for the functioning of the GTS object in the power system of the region ( if the excess electricity is enough for the functioning of the GTS object);
- the ability to improve reliability and efficiency of equipment on domestic enterprises at minimal cost.

The question of modernization of the gas transit system is described in various literatures. But the reliability of transit of gas supply and gas supply of domestic consumers cannot be performed regularly without the complex of underground gas storages. The main part of them (up to 80 % of volume) is located in the western region of Ukraine

in the area of the final sections of the main Ukrainian export gas pipelines: "Union", "Progress", "Urengoy-Pomary-Uzhorod". That is why it is also important to highlight the necessity of modernization of underground gas storages.

According to this we can conclude that in recent decades the volume of underground gas storage remains virtually unchanged. Changes occur in the direction of increasing its effectiveness and productivity. The main directions of development are related to the continuous improvement, upgrading and modernization.

There are several reasons of awakening of interest in the construction and renovation of UGS. For European countries the main role has been played by the crucial misunderstanding in gas question in recent years. As it turned out, the supply of LNG is unable to compensate possible disruptions in the transportation of Russian gas or abnormal cold, leading to a sharp increase in demand for gas in Russia itself.

In this respect, underground gas storages are considered an essential element of the European gas security, as they complete the qualitative operation of the gas transportation system and provide gas flow.

### **Requests and Recommendations**

Therefore, in recent years, global trends in underground gas storage were formed in such claims and issues:

- construction of high-performance wells (drilling horizontal wells, the use of new technologies for their installation, that leads to the increase of daily sampling of gas from UGS);

- increasing the number of wells due to the construction of new ones, increasing the diameters of lift columns, ensure the tightness by updating their installation methods.

The result will be the productivity of existing wells:

- changing and improving of technologies of sampling and drying gas, maximum possible utilization of capacity of compressor stations after their modernization.

But still the main problem of underground gas storage is the ability to increase the value of active volume of gas in the existing underground storages.

It also provides measures to bring the conditions of operation and maintenance of wells to the modern world requirements through introducing new technologies, drilling new horizontal wells and horizontal shafts in existing wells. Also an important issue is the implementation of information management systems based on modern software and hardware, controlled mechanisms of new equipment, telemetry control systems of technological equipment and operation of wells for the effective management of UGS in general and implementation of optimal modes of operation of wells.

Mentioned problems should be solved by combining the work of scientists and technologists. Their solution will lead to:

- the opportunity to reduce operational costs;
- the improvement of the environmental sustainability of UGS;
- the reduction of gas storage tariff;
- the opportunities for the development and implementation of alternative technologies of gas storage.

The economic crisis and the credit squeeze also play a negative value. For instance, in the end of 2012 major projects in Great Britain were closed. The lack of funds is the reason of defective repairs at the underground storages and untimely replacements of equipment for newest one.

### **References**

1 Fedutenko A. M. Problems and perspectives of development of underground gas storage in Ukraine [Text] / A. M. Fedutenko // The condition and perspectives of development of underground gas storage in Ukraine. – 2004. – № 2(8). – 9-14 p.

2 Savkiv B. P. About compensation of underground storages of natural gas in Ukraine [Text] / B. P. Savkiv // Oil and gas industry. – 1996. – №3. – P. 53-54.

3 Baranov A. V. Analysis of the distribution of shortage of gas supply and parameters of necessary gas for providing technological reliability of gas supply of Kyiv and consumers of gas pipeline Kyiv-Bryansk [Text] / A. V. Baranov, A. D. Vladimirova, V. E. Karachinskii, S. A. Pinchuk // Work of UkrSFIGas. Geology and development of gas and condensate fields of USSR. – 1973. – Extr. 8. – 154-161 p.

4 Rezenenko V. I. The method of proof of the main characteristics of PUG [Text] / V. I. Rezenenko, S. A. Pinchuk, G. D. Lebedev // Gas industry. – 1988. – №6. – P. 36-39.

5 Fedutenko A. N. Planning of modes of selection of gas from UGS [Text] / A. N. Fedutenko // Gas industry. – 1987. – №12. – P. 44-45.

6 Katz D. L. Handbook of natural gas engineering [Text] : [M. Graw-Hill Book Company Ing] / D. L. Katz, D. Kornell, R. Kobajashi, F. N. Poettmann.

7 Budzulyak B. V. The role of underground storages of natural gas JSC "Gazprom" in providing reliability of Russia in European and Asian countries [Text] / B. V. Budzulyak, R. M. Ter-Sarkisov // Underground gas storage. Problems and perspectives. – M: VSFIGAS, 2003. – 5 p.

8 Arutyunov A. E. Modern traditions of development of underground gas storage in Russia [Text] / A. E. Arutyunov, V. I. Parfenov, S. N. Tregub // Underground gas storage. Problems and perspectives. – M: VSFIGAS, 2003. – 9 p.

9 Gimer R. F. Underground gas storage [Text] : [Part 1 : Creation of underground storages of natural gas] / R. F. Gimer, P. R. Gimer, M. P. Derkach – Lviv : Center of Europe, 2007. – 224 p. – ISBN 978-966-7022-73-0.

10 Shumko R. Y. 40 years of underground gas storage in Ukraine [Text] / R. Y. Shumko // The condition and perspectives of underground gas storage in Ukraine. – 2004. – № 2(8). – P. 5-9.

11 Gimer R. F. The selection of optimal design of operational wells [Text] / R. F. Gimer, M. P. Andriishun, R. R. Gimer, B. P. Savkiv // Problems of underground gas storage in SSSR. – 1983. – P. 72-74.

12 Gimer R. F. Development of underground gas storage in Ukraine in last 35 years [Text] / R. F. Gimer, B. P. Savkiv // Exploration and development of oil and gas fields. NCV. – Ivano-Frankivsk: IFNTUOG. – 1998. - №35, t (5). – P. 3-15.

13 Rasin M. Tek. Natural Gas Underground Storage Inventory and Deliverability [Text] / M. Rasin // Penn Well Publishing. – 1996. – 433 p.

14 Ramey H. J. Gas Well test analysis under water-drive conditions [Text] / H. J. Ramey, A. Kumar, M. S. Gulati // AGA at Stanford University. – 1973.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*21.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Грудзом В.Я.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Говдяком Р.М.**  
(ТЗОВ «Інжинірингова компанія  
“Машекспорт”», м. Київ)*

## МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ ПІД ЧАС ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

М. П. Мазур, Л. Я. Побережний

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 572400,  
e-mail: poberezhny@nung.edu.ua

*Газові гідрати та внутрішня корозія вважаються основними факторами, що відповідають за виникнення аварійних ситуацій на підводних трубопроводах. Аварії на таких об'єктах можуть спричинити забруднення водного середовища, зруйнувати біологічні складові екосистеми та заподіяти шкоди здоров'ю людей. Гідратоутворення підсилюється під впливом турбулентності, яка призводить до полегшення утворення центрів зародків та приєднання нез'язаної води. Накопичення газових гідратів на внутрішніх стінках каналу має немонотонний характер. Спочатку газогідратний шар вносить додаткову теплоізоляцію, що веде до деякої стабілізації інтенсивності гідратоутворення. При зниженні температури ґрунту газогідратний шар розташовується ближче до вхідного перетину трубопроводу, при цьому протяжність гідратних відкладень знижується. В подальшому необхідно провести дослідження взаємозв'язку між кінетикою утворення та росту газових гідратів та процесами внутрішньотрубної корозії.*

Ключові слова: підводні газопроводи, моделювання гідратоутворення, внутрішньотрубна корозія

*Газовые гидраты и внутренняя коррозия считаются основными факторами, которые отвечают за возникновение аварийных ситуаций на подводных трубопроводах. Аварии на таких объектах могут вызвать загрязнение водной среды, разрушить биологические составляющие экосистемы и причинить вред здоровью людей. Гидратообразование усиливается под влиянием турбулентности, которая приводит к облегчению образования центров зародышей и присоединения несвязанной воды. Накопление газовых гидратов на внутренних стенках канала имеет немонотонный характер. Сначала газогидратный слой вносит дополнительную теплоизоляцию, что ведет к некоторой стабилизации интенсивности гидратоотложения. При снижении температуры почвы газогидратный слой располагается ближе к входному сечению трубопровода, при этом протяженность гидратных отложений снижается. В дальнейшем необходимо провести исследование взаимосвязи между кинетикой образования и роста газовых гидратов и процессами внутритрубной коррозии.*

Ключевые слова: подводные газопроводы, моделирование гидратообразования, внутритрубная коррозия

*Gas hydrates and internal corrosion are considered to be major factors responsible for emergency situations at underwater pipeline. Accidents in such places could cause water pollution, destroy biological components of ecosystems and harm human health. Hydrate formation increases under the influence of turbulence that facilitates the formation of nucleation centers and connection of free water. Accumulation of gas hydrates on the inner walls of the channel is of non-monotonic character. First, the gas hydrate layer introduces additional thermal insulation, leading to some stabilization of hydrate formation intensity. As the temperature of the soil decreases, the gas hydrate layer gets closer to the pipeline inlet section and length of hydrate deposits reduces. Thereafter, it is necessary to study the relationship between kinetics of formation and growth of gas hydrates and processes of in-tube corrosion.*

Key words: underwater gas pipelines, hydrate formation modeling, in-tube corrosion

**Вступ.** Збільшення світових обсягів транспортування природного газу з використанням морських транскордонних газопроводів спричиняє підвищення ризику виникнення аварій на трубопроводі, що, в свою чергу, призводить до неминучих негативних наслідків для навколишнього середовища в усьому світі. Газові гідрати та внутрішня корозія вважаються основними факторами, що відповідають за виникнення аварійних ситуацій на підводних трубопроводах. Аварії на таких об'єктах можуть спричинити забруднення водного середовища, зруйнувати біологічні складові екосистеми та завдати шкоди здоров'ю людей.

Багато спроб вирішити ці проблеми були неуспішними через непередбачуваність взаємозв'язку низки впливових факторів. Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення. Якщо це так, корозія з часом розвивається і порушує ці-

лісність труби, руйнуючи матеріал, з якого вона зроблена, що призводить до виникнення аварійної ситуації. Також, при активізації гідрату через спробу інгібувати розвиток корозії, неминуче виникає проблема забезпечення безперервності роботи трубопроводу. Виходячи з цього, розуміння взаємозв'язку між гідратоутворенням та корозією може в майбутньому допомогти у розв'язанні існуючих проблем в промисловості, рішення яких на даний час відсутні. Експлуатація трубопроводів, що транспортують вологий природний газ, часто буває утруднена через низку причин. Однією з таких причин є відкладення газових гідратів - негативне явище, що проявляється в наростанні газогідратної кірки на внутрішніх стінках трубопроводу, що призводить до часткового або повного закупорювання прохідного перерізу і, як наслідок, до зниження дебіту або навіть аварійної ситуації [1-2]. Незважаючи на те, що подібне явище досить часто спостерігається на прак-

тиці, воно і донині є не до кінця вивченим, а на деякі питання досі немає відповідей. Так, зокрема, за допомогою інженерних розрахунків можна з великою точністю передбачити, в якому трубопроводі і на якій його ділянці будуть утворюватися гідрати, але визначити, з якою швидкістю буде протікати даний процес, досить складно. Не достатньо вивчене також питання про ступінь впливу на динаміку гідратування різних факторів, таких як вологість газу, температура оточуючого ґрунту тощо.

**Аналіз стану проблеми.** Як відомо, молекули води, у порівнянні з іншими молекулами із схожими характеристиками, можуть виявляти незвичайні властивості за температури кипіння, ентальпії випаровування та розширення після замерзання. Це пояснюється присутністю двох незв'язаних (вільних) пар електронів (з кисню), які поляризують молекули шляхом електростатичної взаємодії, що призводить до утворення водневого зв'язку. Хоча водневий зв'язок також присутній в спиртах та сполуках елементів групи 6А з воднем, він особливо міцний в воді. Завдяки цій властивості вода утворює гідрати. Молекули води, як основної речовини (хазяїна), вишиковуються в регулярній орієнтації, а молекули другорядної речовини (гість) ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{Cl}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  тощо) стабілізують орієнтовані молекули за допомогою сил Ван-дер-Ваальса (які мають бути достатньо сильними) для осаду твердої суміші, яка називається гідратом, однак між молекулами комплексу «гість-хазяїн» зв'язку не існує.

Розчинність молекули-гостя також є надзвичайно важливим фактором, оскільки вона не повинна добре розчинятись у воді.  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  та  $\text{SO}_2$  досягають верхніх меж розчинності у воді, проте аміак та  $\text{HCl}$  із значною розчинністю у воді гідратів утворювати не можуть.

Гідратування підсилюється під впливом турбулентності, яка полегшує утворення центрів зародження кристалів газогідратів та приєднання незв'язаної води. Зазвичай газ транспортується на високій швидкості, що спричиняє перемішування по всій довжині трубопроводу. Наприкінці шляху газ проходить крізь звуження на дроселях, де виникає перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона, у результаті чого відбувається утворення гідратів. Наявність зварних з'єднань (патрубків, трійників тощо), бруду, луски, щілин та пісків також можуть ставати центрами гідратування, а незв'язана вода виступає в ролі підсилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є сприятливою точкою для утворення зародків гідратів. В літературі знаходимо достатньо різноманітні підходи до моделювання внутрішньотрубно́ї корозії, які, однак, не враховують ролі газогідратів.

Для зведення до мінімуму ризиків корозії газопроводів, вченими було запропоновано різні методи. В широкому розумінні, ці методи поділяються на превентивні та виправні (корегуючі), багато з них використовуються в даний час, а деякі вдосконалюються. Однією з кор-

гуючих технологій є використання давачів електричного опору для реєстрації даних миттєвої швидкості корозії [3]. Отримані дані слугують вихідними для комп'ютерного встановлення точної швидкості корозії. Цей метод забезпечує безперервний контроль без багаторазових проб рідини, що транспортується. Прогнозуюча модель належить до категорії превентивних заходів. Вона може спрогнозувати вірогідний термін служби труби для промислового використання при плануванні часу заміни. Як корозія  $\text{CO}_2$  (вуглекислотна корозія), так і корозія  $\text{H}_2\text{S}$  (сірководнева корозія) є головними проблемами при застосуванні вуглецевої та низьколегованої сталі, які все ще залишаються основними матеріалами при будівництві трубопроводів, оскільки поєднують в собі такі якості, як економічність, наявність та міцність [4]. На практиці локалізована корозія є найнебезпечнішою з усіх та може призводити до серйозних аварій, тому саму її було б дуже важливо спрогнозувати. З своїм характером локалізована корозія металів є стохастичною [5, 6] та пов'язана з двома стохастичними процесами: руйнування пасивної плівки та репасавацією відкритої зони [7]. Однак, жодна із запропонованих моделей не дає змоги оцінити кінетику нагромадження газогідрату та характер його розподілу по довжині трубопроводу, що дозволило б визначити місця з найбільшим ризиком виникнення гідратної корозії.

**Постановка задачі.** Вологий природний газ із заданим компонентним складом транспортується в горизонтальному каналі, на внутрішніх стінках якого утворюються газові гідрати. Вода, що міститься в газовому потоці, може перебувати в двох агрегатних станах: у вигляді пари і у вигляді крапельок рідини. Фазові переходи вологи відбуваються в рівноважному режимі. Основні лінійні характеристики труби:  $L$  - довжина розглянутого трубопроводу,  $a_0$  і  $a_1$  - внутрішній і зовнішній радіус,  $a_2$  - радіус трубопроводу за наявності теплоізоляції. Гідрати утворюють на внутрішніх стінках труби радіально-симетричний шар відкладів товщиною  $\delta$  (рис. 1);  $a = a_0 - \delta$ .

Введемо ряд припущень: втрати газу на утворення гідратів нехтуємо, тому його кількість по довжині труби залишається постійною; швидкість течії газу набагато менше швидкості звуку; рух газу в трубі розглядається в гідравлічній постановці; значення тиску і температури потоку приймаються середніми по перетину труби; температура для кожного перетину каналу однакова для обох фаз (газу та рідини); газ вважається ідеальним. Вісь  $Z$  скеруємо у напрямку течії газу, при цьому її початок збігається з вхідним перерізом трубопроводу.

Наведені вище припущення дозволяють для опису руху газу використовувати стаціонарні рівняння неізотермічного плинину газу в каналі у квазіодномірному наближенні [8]:

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (1)$$

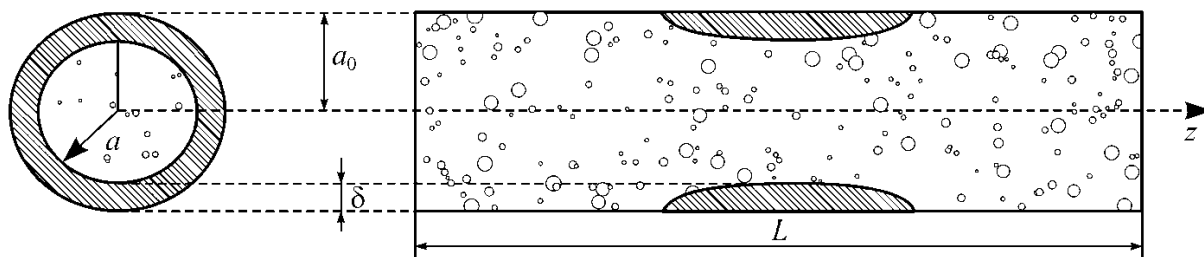


Рисунок 1 – Схема трубопроводу з газогідратними утвореннями на внутрішніх стінках

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\sigma}, \quad (2)$$

де  $f = 2\pi\alpha\tau$ ,

$$\tau = 0,125\lambda\rho_g w_g^2,$$

$$\lambda = \{1,8\lg(\text{Re}) - 1,5\}^{-0,5},$$

$$\text{Re} = 2\alpha\rho_g w_g / \mu_g,$$

$$Q_{g\sigma} = 2\pi\alpha q_{g\sigma},$$

$m_g, w_g, \rho_g, c_g, \mu_g$  – масова витрата, швидкість, густина, питома теплоємність та коефіцієнт динамічної в'язкості відповідно,

$p$  – тиск газу,

$f$  і  $\lambda$  – сила та коефіцієнт гідравлічного опору,

$S$  – площа поперечного перерізу каналу,

$T_g$  – температура газу,

$l_w$  – прихована теплота пароутворення води,

$Q_{g\sigma}$  – інтенсивність відведення тепла, віднесена до одиниці довжини трубопроводу.

У рівнянні збереження імпульсів (1) враховано гідравлічний опір стінок трубопроводу, в рівнянні збереження енергії (2) – теплові ефекти конденсації пари і відведення тепла до внутрішньої стінки каналу.

Вода, що міститься в потоці, буде витрачатися на утворення газогідратів, тому закон збереження маси для води можемо записати у такому вигляді:

$$m_g \frac{dk_g}{dz} = -J_w, J_w = 2\pi\alpha j_w, \quad (3)$$

де  $J_w$  – інтенсивність витрати води на гідратоутворення.

Приймемо, що волога, яка міститься в газовому потоці з масовою концентрацією  $k_w$  може перебувати в двох агрегатних станах – у вигляді рідких крапельок з концентрацією  $k_l$  та у вигляді пари в газовій фазі з масовою концентрацією  $k_v$ . Масовий вміст води  $k_w$  пов'язаний з  $k_l$  та  $k_v$  наступним співвідношенням:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v. \quad (4)$$

Рівняння (1) - (4) справедливі за умови сталості масової витрати газу:

$$m_g = m_{g0} = \text{const}, \quad (5)$$

де  $m_g = \rho_g w_g S$ ,  $S = \pi a^2$ ,

рівняння для розподілу рівноважної концентрації водяної пари вздовж трубопроводу

$$k_v = \frac{p_v^* R_g}{p R_v} \exp\left(-\frac{T_v^*}{T_g}\right), \quad (6)$$

умовою термодинамічної рівноваги для гідрату [1, 8]

$$T_s(p) = T_h^* \ln(p/p_{s0}) + T_{s0}, \quad (7)$$

та рівнянням стану газу  $p_g = \rho_g R_g T_g$ .

Тут  $T_s(p)$  – рівноважна температура гідратоутворення,  $p_v^*$ ,  $T_v^*$  та  $T_h^*$  – емпіричні параметри,  $R_g$  та  $R_v$  – приведені газові сталі для природного газу та водяної пари.

Крім того, для однозначного вирішення зазначеної системи рівнянь необхідно записати співвідношення, що визначає поточне положення границі «газовий потік-газогідрат»

$$\partial\delta / \partial t = j_h / \rho_h, \quad (8)$$

де  $j_h$  – інтенсивність гідратоутворення,

$\rho_h$  – густина гідрату,

$t$  – час.

Приймемо, що відкладення газових гідратів починається в перетині каналу  $z = z_s$ , де на стінках конденсується вода і виконується умова  $T_\sigma < T_s(p)$  ( $T_\sigma$  – температура внутрішньої поверхні каналу). При цьому відкладення може відбуватися в двох режимах, а саме: теплового балансу і дефіциту води.

Перший режим реалізується в тих ділянках труби, на яких вода в газовому потоці міститься в достатній кількості. У цьому випадку інтенсивність утворення газогідратів лімітується відведенням тепла від внутрішньої поверхні труби і визначається з умови теплового балансу на межі розподілу фаз «газ-гідрат»

$$l_h j_h = q_{\sigma G} - q_{g\sigma} \quad (9)$$

з урахуванням співвідношення, що визначає інтенсивність тепловіддачі від потоку до внутрішньої стінки каналу:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T_g - T_\sigma),$$

$$\alpha_{g\sigma} = \lambda_g \text{Nu}(2a)^{-1}, \quad (10)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43}, \text{Pr} = \mu_g c_g / \lambda_g,$$

$l_h$  – питома теплота гідратоутворення, динамічна в'язкість  $\mu_g$ , теплоємність  $c_g$  і коефіцієнт теплопровідності газу  $\lambda_g$  визначені при середній температурі потоку.

Інтенсивність теплопередачі між стінкою трубопроводу та ґрунтом приймемо у вигляді [2, 8]:

$$q_{\sigma G} = \alpha_{\sigma G} (T_{\sigma} - T_G), \quad (11)$$

$$\alpha_{\sigma G} = \frac{1}{a} \left\{ \frac{1}{\lambda_h} \ln \frac{a_0}{a} + \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{a_i}{a_{i-1}} + \frac{2}{\lambda_G} \ln \left( \frac{h}{a_2} + \sqrt{\left( \frac{h}{a_2} \right)^2 - 1} \right) \right\}^{-1}$$

Через утворення твердих відкладень відбувається збіднення потоку на вологу, внаслідок чого, починаючи з деякого перерізу трубопроводу, його покривання гідратною кіркою відбувається в іншому режимі. Для розрахунку інтенсивності  $J_h$ , беручи до уваги стехіометричну умову  $j_w = (1 - k_{gh}) j_h$ , запишемо наступні вирази:

$$j_w = \rho_g v^{(D)} \text{Sh} k_w,$$

$$\text{Sh} = 0,021 \text{Re}^{0,8} (\text{Pr}^{(D)})^{0,43}, \text{Pr}^{(D)} = \nu / v^{(D)}.$$

Тут  $k_{gh}$  – масовий вміст газу в гідраті,  $v^{(D)}$  – коефіцієнт дифузії молекул води до поверхні розділу «газ-гідрат»,  $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу,  $\text{Sh}$  – число Шервуда,  $\text{Pr}^{(D)}$  – дифузійне число Прандтля.

Обговорення результатів. Визначимо зміну пропускної здатності підземного горизонтального трубопроводу при зростанні гідратного шару на його внутрішніх стінках, а також розглянемо вплив вологовмісту газу і температури навколишнього ґрунту на процес гідратоутворення. При чисельних розрахунках використовувалися такі промислові дані і значення теплофізичних параметрів:

$$L = 10 \text{ км}, a_0 = 0,11 \text{ м}, d = a_1 - a_0 = 0,011 \text{ м},$$

теплоізоляція відсутня ( $a_2 = a_1$ ),

$$T_G = 279 \text{ К}, \lambda_G = 2 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, T_0 = 323,15 \text{ К},$$

$$c_g = 2911 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}, R_g = 450 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)},$$

$$\lambda_g = 0,03 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, \mu_g = 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ кг/(м}\cdot\text{с)},$$

$$\lambda_h = 2,2 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)}, \lambda_l = 58,24 \text{ Дж/(м}\cdot\text{с}\cdot\text{К)},$$

$$p_{w*} = 3,94 \cdot 10^9, T_{w*} = 4228, R_v = 461 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)},$$

$$l_w = 1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}, m_g = 0,683 \text{ кг/с}, k_{w0} = 3 \cdot 10^{-3},$$

$$p_{s0} = 3,2 \text{ МПа}, T_{s0} = 282,65 \text{ К}, T_{h*} = 8,28,$$

$$\rho_h = 917 \text{ кг/м}^3, k_{gh} = 0,1, l_s = 2,3 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}.$$

Для заданого складу газу в трубопроводі значення рівноважної температури гідратоутворення становить  $T_c(p) = 282 \text{ К}$ . Температура стінки  $\sigma$  досягає даного значення в перетині з координатою  $z_s \approx 1,8 \text{ км}$  (рис. 2, b, f).

Проведені чисельні розрахунки показали, що розподіл товщини гідратного шару  $\delta$  в часі і по довжині трубопроводу має складний характер (рис. 2, c, g). До деякого моменту часу (в розрахунках приблизно 60 діб) розподіл  $\delta$  по довжині трубопроводу наступне: на початковому ділянці склеротичних відкладень гідратний шар швидко зростає, потім на середній ділянці товщина газогідратного шару практично не змінюється, а поза перетином  $z = z^*$  (зміна режимів) відбувається поступове зменшення до нуля гідратного шару. Така поведінка профілю гідратного шару на середній ділянці, на наш

погляд, пояснюється тим, що інтенсивність гідратоутворення визначається виключно відтоком тепла в ґрунт, величина якого постійна.

У подальшому характер гідратовідкладень змінюється: профіль газогідратного шару з часом вироджується в пікоподібну форму (близько 85 діб). Дану форму можна пояснити тим, що місце, в якому досягається максимальна товщина (і мінімальний перетин каналу), збігається з перерізом трубопроводу, де відбувається зміна першого режиму накопичення відкладень твердої фази другою.

Безперервно збільшується шар газогідратів на внутрішніх стінках звужує прохідний перетин трубопроводу. При адиабатичному проходженні газу крізь таке звуження відбувається розширення газу (рис. 2, a, e). При цьому спостерігається ефект Джоуля-Томсона, що проявляється у зменшенні температури газу з мінімальним перетином газопроводу (рис. 2, b, f). Таким чином, змінюється температурний режим в цілому, що позначається, в першу чергу, на самому процесі гідратоутворення. Зокрема, це стає причиною збільшення з часом інтенсивності гідратоутворення (рис. 3). Видно, що за період часу від 35 до 85 діб даний параметр зростає приблизно на порядок величини. Інтенсифікація процесу також викликає збільшення споживання вологи на гідратоутворення, що відбивається на зміні її концентрації в газовому потоці (рис. 2, d, h). Вміст води, необхідної для гідратоутворення, вздовж трубопроводу зменшується швидше, при цьому зона гідратоутворення звужується. Все це призводить до того, що профіль товщини газогідратного шару з часом вироджується в пікоподібну криву [8].

На рис. 4 показано вплив зміни масового вмісту вологи газу на вході в трубопровід на гідродинамічні та теплофізичні параметри, коли вологовміст на вході становить  $k_{w0} = 10^{-3}$ ,  $3 \cdot 10^{-3}$  і  $10^{-2}$ .

У всіх трьох випадках час експлуатації трубопроводу становить тридцять діб. Видно, що підвищення вмісту вологи на вході в трубопровід призводить до розширення зони гідратоутворення (рис. 4, b), при цьому права кромка газогідратного шару зміщується нижче по потоку (рис. 4, c). Цікавий, на наш погляд, і той факт, що при малому вмісті вологи профіль товщини газогідратного шару має пікоподібну форму (див. Рис. 4, c). Відзначимо також, що, незважаючи на збільшення вмісту вологи  $k_{w0}$  на вході в десять разів (від  $10^{-3}$  до  $10^{-2}$ ), в деякому перетині  $z \approx 4 \text{ км}$  настає режим дефіциту води в процесі відкладення газогідрату, а максимальне значення інтенсивності гідратоутворення залишається незмінним.

На рис. 5 подаються результати досліджень для випадків, коли температура ґрунту  $T_G$  становила 3 і 6 °С. Час експлуатації трубопроводу – 30 днів при початковій концентрації вологи  $k_{w0} = 3 \cdot 10^{-3}$ . З графіка видно, що за більш низької температури ґрунту газ вздовж трубопроводу охолоджується швидше. У цьому випадку зона гідратоутворення, а отже і газогідратний шар (рис. 5, c) розташовуються ближче

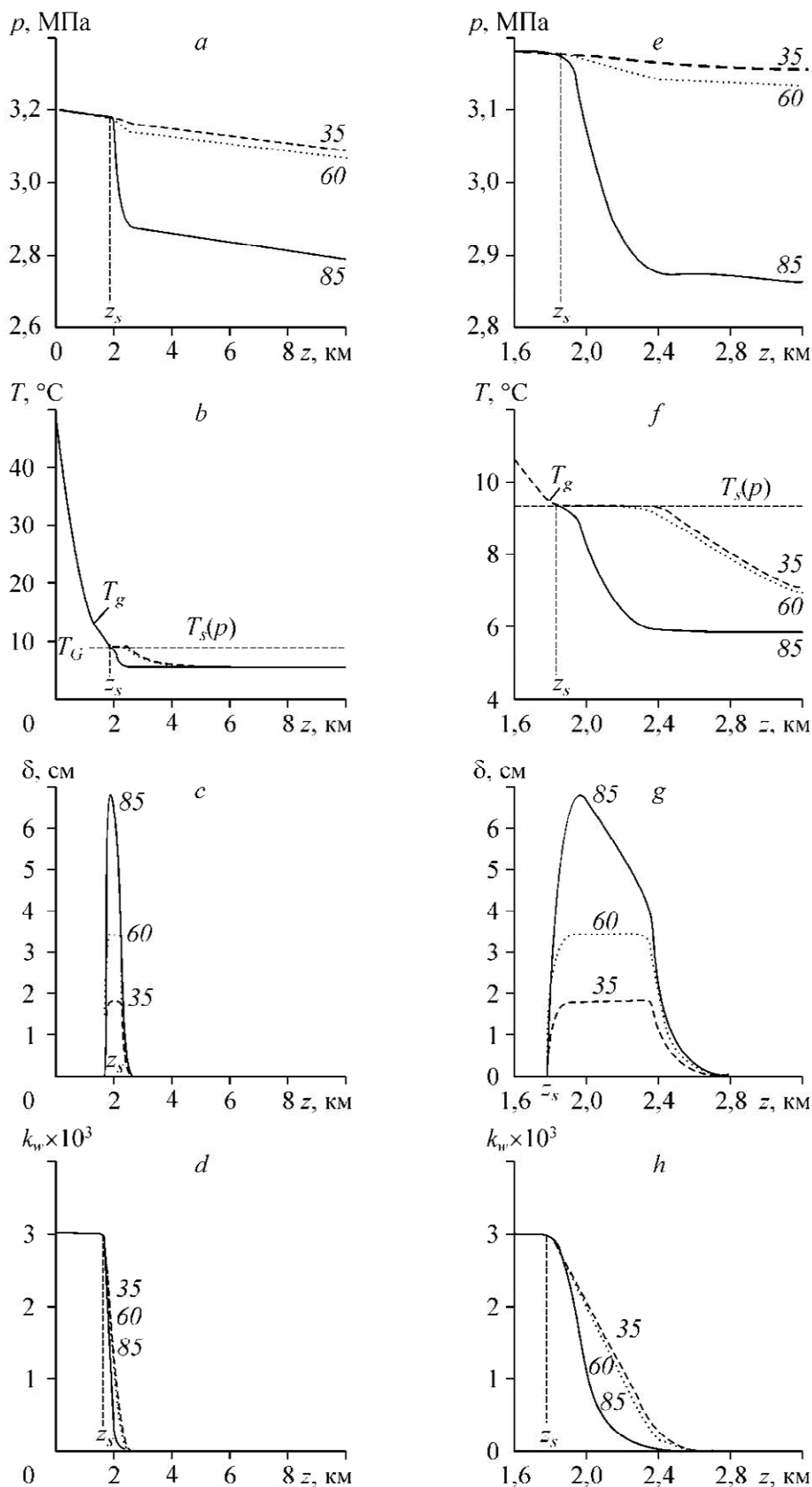


Рисунок 2 – Зміна в часі профілів тиску (а, е), температури (b, f), товщини гідратного шару (с, g) та вмісту вологи (d, h) по довжині трубопроводу (а, d) та поблизу ділянки з максимальною товщиною гідратного шару

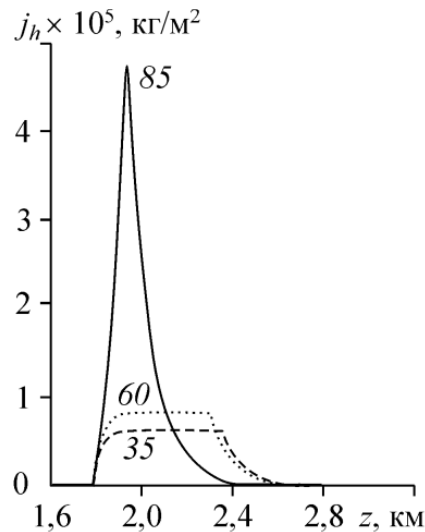
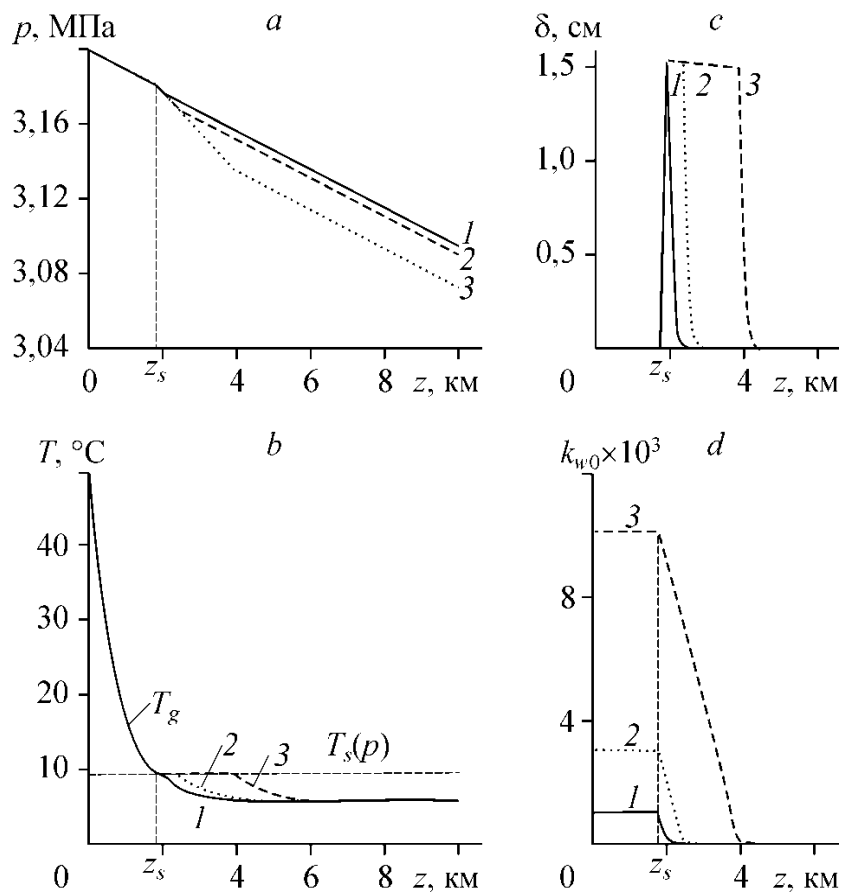


Рисунок 3 – Зміна інтенсивності гідратування з часом


 Рисунок 4 – Вплив зміни вмісту води  $k_{w0}$  на процес гідратування

до вхідного перетину, але протяжність гідратних відкладень знижується. Можна помітити, що сумарний обсяг твердих відкладень для обох випадків приблизно однаковий, що, на наш погляд, викликано обмеженою кількістю наявної в трубопроводі води. Необхідно також відзначити, що при зниженні температури ґрунту на  $3\text{ }^{\circ}\text{C}$  інтенсивність гідратування зростає приблизно удвічі (рис. 5, d) [8].

За результатами проведеного дослідження можна сформулювати такі висновки.

1) Накопичення газових гідратів на внутрішніх стінках каналу має немонотонний характер. Спочатку газогідратних шар вносить додаткову теплоізоляцію, що веде до деякої стабілізації інтенсивності гідратовідкладень.

2) Подальше зростання відкладень призводить до більшого впливу конкуруючого явища, пов'язаного зі зниженням температури газу за рахунок адиабатичного розширення газу, що сприяє інтенсифікації „склеротичних“ процесів.

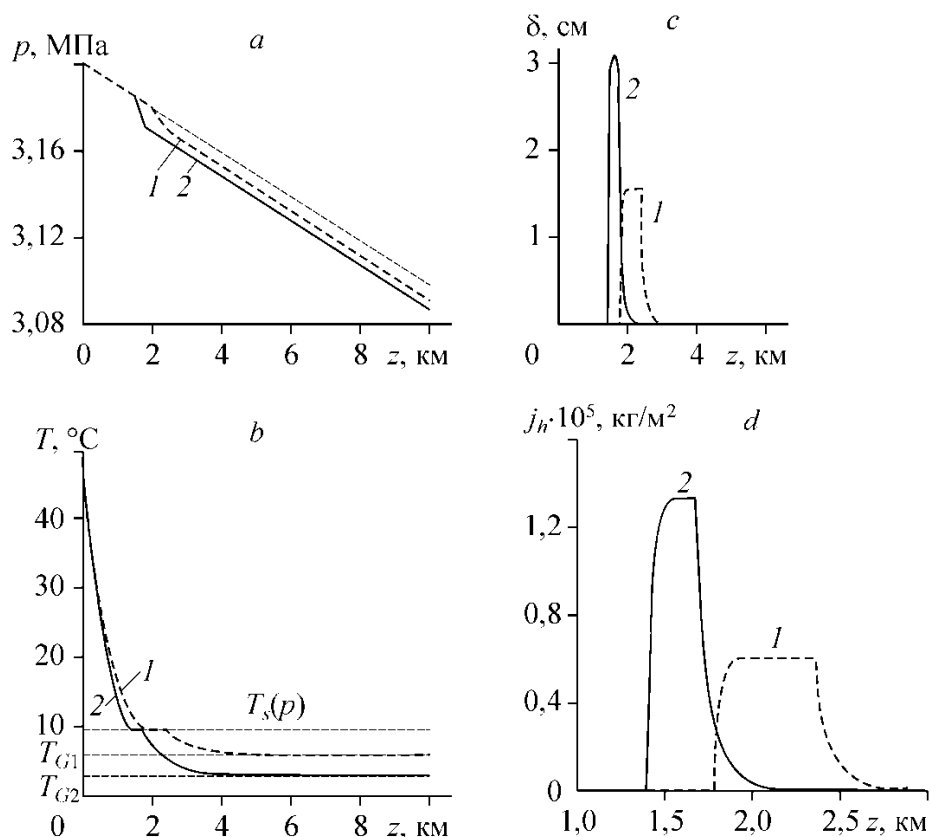


Рисунок 5 – Вплив температури ґрунту на теплофізичні процеси в трубопроводі

3) При зниженні температури ґрунту газогідратних шар розташовується ближче до вхідного перетину трубопроводу, при цьому протяжність гідратних відкладень знижується.

4) В подальшому необхідно провести дослідження взаємозв'язку між кінетикою утворення та росту газових гідратів та процесами внутрішньотрубної корозії.

### Література

1 Бондарев Э.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах / Э.А. Бондарев, Л.Н. Габышева, М.А. Каниболотский // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. — 1982. — № 5. — С. 105-112.

2 Бондарев Э.А. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин. — Новосибирск: Наука, 1988. — 272 с.

3 Obanijesu E.O. Hydrate Formation and its Influence on Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate / E.O. Obanijesu, V. Pareek, R. Gubner, M.O. Tade // NAFTA Journal. — 1962. — No 5-6. — 164-173 p.

4 Pickthall T. Corrosion Monitoring Equipment, A Review of Application and Technique / T. Pickthall, M. Rivera, M. McConnell, R. Vezis // Corrosion 2011 Conference and Expo, Houston, Texas, March 13-17, pp. 1-16.

5 Xiao Y. A Stochastic Prediction Model of Localized CO<sub>2</sub> Corrosion / Y. Xiao, S. Netic // CORROSION, Paper # 05057, NACE, Houston, Texas, pp. 1-12.

6 di Caprio, D. Morphology of Corroded Surfaces: Contribution of Cellular Automaton Modelling / D. Caprio, C. Vautrin-UI, J. Stafiej, J. Saunier, A. Chaussé, D. Féron, J.P. Badiali // Corrosion Science, Vol. 53, Iss. 1, pp. 418-425.

7 Caley F. Modelling of Pitting Corrosion in Underground Pipelines / F. Caley, J.C. Velazquez, A. Valor, J.M. Hallen, Markov // Corrosion Science, Vol. 51, Iss. 9, pp. 2197-2207

8 Мусакаев Н.Г. Динамика образования гидратов при транспортировке природного газа / Н.Г. Мусакаев, Р.Р. Уразов, В. Ш. Шагапов // Теплофизика и аэромеханика. — 2006. — Том 13, №2. — С. 295-302.

Стаття надійшла до редакційної колегії 31.10.14

Рекомендована до друку професором Грудзом В.Я. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук Гасюком І.М.

(Прикарпатський національний університет ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

# Техніка і технології

УДК 622.276.05; 539.3

## КОНТАКТНА ВЗАЄМОДІЯ РОЗРІЗАНОЇ ОБОЛОНКИ ТА ПРУЖНОГО ТІЛА В БУРОВИХ ЗАСОБАХ ВІБРОЗАХИСТУ

<sup>1</sup>А. С. Величкович, <sup>2</sup>Т. М. Даляк

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 507626,  
e-mail: budmesch@pung.edu.ua

<sup>2</sup>Івано-Франківський сектор Інституту прикладних проблем механіки і математики  
ім. Я. С. Підстригача НАН України, 76002, м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 3,  
e-mail: tdalyak@gmail.com

Розвинуто методика розрахунків оболонкових пружних елементів для бурових засобів віброзахисту. Викладено результати дослідження поведінки розрізаної циліндричної оболонки в умовах контактної взаємодії з пружним тілом. Для проведення таких досліджень побудовано верифіковану числову модель оболонкового демпфера з розрізом та використано ітераційні алгоритми розв'язування контактних задач з урахуванням тертя на поверхнях контакту. Представлено конструкцію бурового амортизатора з пружним елементом у вигляді декількох оболонкових пружин з розрізом, які працюють паралельно. Проаналізовано загальну картину напружено-деформованого стану оболонкового пружного елемента бурового амортизатора. З використанням енергетичних критеріїв виконано оцінку міцності конструкції. Для низки історій циклічного навантаження пружного елемента побудовано та проаналізовано петлі гістерезису. Отримані результати дозволяють розширити діапазон застосовності теоретичних розрахунків оболонкових віброізоляторів з розрізом і більш точно врахувати вплив пружних характеристик матеріалів оболонки та заповнювача, а також їх геометричних параметрів та трибологічних властивостей на експлуатаційні характеристики бурових засобів віброзахисту. Це дає можливість, як наслідок, ефективніше використовувати бурові засоби віброзахисту, удосконалювати конструкції оболонкових віброізоляторів за критеріями максимальної податливості та необхідного рівня демпфування, створювати передумови розроблення нових технічних та проектних рішень щодо систем віброзахисту.

Ключові слова: пружний елемент, оболонковий демпфер, буровий амортизатор, демпфування, віброзахист.

Развита методика расчетов оболочечных упругих элементов буровых средств виброзащиты. Изложены результаты исследований поведения разрезанной цилиндрической оболочки в условиях контактного взаимодействия с упругим телом. Для проведения таких исследований построена верифицированная числовая модель оболочечного демпфера с разрезом, для расчетов использованы итерационные алгоритмы решения контактных задач с учетом трения на поверхностях контакта. Представлена конструкция бурового амортизатора с упругим элементом в виде нескольких оболочечных пружин с разрезом, которые работают параллельно. Проанализирована общая картина напряженно-деформированного состояния оболочечного упругого элемента бурового амортизатора. С использованием энергетических критериев выполнена оценка прочности конструкции. Для ряда историй циклической нагрузки упругого элемента построены и проанализированы петли гистерезиса. Полученные результаты позволяют расширить диапазон применимости теоретических расчетов оболочечных виброизоляторов с разрезом и более точно учесть влияние упругих характеристик материалов оболочки и заполнителя, а также их геометрических параметров и трибологических свойств на эксплуатационные параметры буровых средств виброзащиты. Следовательно, это дает возможность более эффективно использовать оболочечные буровые средства виброзащиты, совершенствовать конструкцию оболочечных виброизоляторов по критериям максимальной податливости и необходимого уровня демпфирования, создавать предпосылки разработки новых технических и проектных решений систем виброзащиты.

Ключевые слова: упругий элемент, оболочечный демпфер, буровой амортизатор, демпфирование, виброзащита.

*The technique for calculations of shell elastic elements for drilling vibration protection is developed. The study results regarding the behaviour of a cut cylindrical shell under conditions of contact interaction with the elastic body are expounded. To conduct these studies, the verified numerical model of shell damper with the cut is constructed and the iterative algorithms for solution of the contact problems are used taking into account friction on contact surfaces. A design of the drilling shock guard with an elastic element in the form of several shell cut springs that operate in multiple is offered. The overall picture of the stressed-deformed state of shell shock guard of the elastic element of the drilling is analyzed. Structural strength is estimated using the energy criteria. The hysteresis loops are constructed and analyzed for a range of stories of cyclic loading of the elastic element. The obtained results therefore allow to extend the range of applicability of the theoretical calculations of the shell cut vibration isolators and to take into account the effect of the elastic properties of materials and the shell filler, and their geometric parameters and tribological properties on the operating parameters of drilling means of vibration protection more accurately.*

Keywords: elastic body, damper shell, shock guard, damping, vibroprotection.

**Вступ.** Процеси буріння нафтових і газових свердловин пов'язані з виникненням значних вібрацій бурильного інструменту. Наявність таких вібрацій знижує техніко-економічні показники буріння, шкідливо впливає на роботу елементів бурильної колони, доліт, вибійних двигунів і наземного устаткування, а також погіршує умови роботи персоналу бурових бригад [1–5]. При бурінні свердловини за умов інтенсивної вібрації знижується міцність озброєння і опор шарошkových доліт та алмазних коронок, втрачається корисна потужність двигунів, погіршується безпосередньо сам процес руйнування гірської породи, підвищуються питомі енерговитрати на буріння, знижується відсоток вносу керна, підвищується аварійність. Під час буріння на невеликій глибині, зазвичай, можна візуально спостерігати вібрацію ведучої труби. При збільшенні глибини свердловини бурильна колона може руйнуватися без видимих проявів вібрації на поверхні. Вібраційне навантаження при бурінні міцної породи має істотний вплив на викривлення стовбура свердловини [4, 5]. Отже, завдання зменшення шкідливого впливу вібрацій в бурінні має особливу значущість, а дослідження шляхів його вирішення поза сумнівом актуальні як з теоретичної, так і практичної точок зору.

Один із перспективних та найбільш кардинальних шляхів вирішення проблеми базується на застосуванні спеціальних віброзахисних пристроїв [6–9]. Зауважимо, що сьогодні багато відомих на світовому ринку виробників і постачальників бурового устаткування пропонують своїм клієнтам бурові амортизатори [10–13]. Це дозволяє стверджувати, що бурові засоби віброзахисту – невід'ємна частина єдиного комплексу технічних засобів, яка абсолютно необхідна для проведення бурових робіт на високому рівні. Примітно, що принцип дії пропонованого устаткування для віброзахисту бурильної колони у різних виробників абсолютно різний. Зокрема, компанія “Toro Downhole Tools” (США) виробляє гідравлічні бурові амортизатори Shock Subs SH, а “JA Oilfield Manufacturing, Inc.” пропонує Shock Sub System на основі тарілчастих пружин [10, 13]. Відомий швейцарський виробник “Weatherford International Ltd.” рекламує гумово-металеві амортизатори марки Dailey R-A-M. Визнаний світовий лідер у виробництві та обслуговуванні ви-

бійних двигунів компанія “BICO Drilling Tools” виготовляє амортизатори Shock-EZE на базі маслозаповнених тарілчастих пружин оригінальної конструкції. Провідні китайські компанії “Secoroc Rock Drilling Tools” і “Jereh Drilltech” пропонують бурові віброгасники одно- і двосторонньої дії на основі гумових або масляних пружних елементів [11]. Російський виробник “ВНИИБТ – Буровой инструмент” випускає амортизатори наддолотні типу АН1 на основі металевих пружних елементів [12]. Таке різноманіття пропонованих технічних рішень свідчить про те, що використання традиційних пружних елементів в бурових засобах віброзахисту не завжди забезпечує прийнятний рівень їх працездатності в складних експлуатаційних умовах свердловини, де присутні значні динамічні навантаження, високі чи низькі температури, абразивне середовище, а також є жорстке обмеження поперечних габаритів конструкції. Вочевидь, завдання щодо найбільш оптимального вибору і раціонального проектування пружного елемента для бурових засобів віброзахисту залишається без остаточного вирішення.

**Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій.** Мінімальні габаритні розміри і маса, стабільність віброзахисних властивостей, технологічність виготовлення, надійність експлуатації, низька вартість – загальновідомі вимоги до сучасної віброзахисної системи. Крім того, при проектуванні віброзахисних пристроїв власне для бурових засобів віброзахисту, які зазнають екстремальних навантажень, необхідно прагнути до поєднання високої несучої здатності конструкції з відносно низькою жорсткістю і необхідним рівнем демпфування, достатнім для якісного гасіння вібрацій. Тут використання тонкостінних елементів конструкцій, в першу чергу оболонок, їх конструктивна адаптація до умов експлуатації та вдаль проектування дали змогу підняти технічні характеристики пружних елементів на якісно новий рівень [14].

Серед представників нового класу засобів віброзахисту – оболонкових пружин, – сформовано окрему групу пружних елементів на базі оболонок розімкнутого профілю [14, 15]. Таке виконання конструктивно анізотропних несучих ланок створило можливість використати

згин оболонки в умовах близьких до плоскої деформації, що дозволило суттєво варіювати жорсткість та інші експлуатаційні характеристики конструкції.

З погляду механіки переважна більшість оболонкових демпферів – це деформівні оболонкові системи із сухим тертям. Детальний огляд публікацій, присвячених дослідженню динамічних систем з різноманітними законами тертя, зроблено в працях [16–18]. При механіко-математичному моделюванні поведінки оболонкових пружних елементів в умовах немонотонного навантаження виникає клас конструктивно нелінійних неконсервативних мішаних контактних задач про фрикційну взаємодію тонких оболонок з пружним тілом. Постановки і методи розв’язування контактних задач з урахуванням сухого тертя, які використовують континуальні моделі суцільного середовища, відомі [19–22]. Тут можна виділити два основні напрямки досліджень, які вирізняються різними типами початкових припущень. Перший підхід представляє контактну задачу як змішану задачу теорії пружності, а основним методом дослідження є метод сингулярних інтегральних рівнянь [19, 20]. Другий напрямок трактує контактну задачу як варіаційну задачу з односторонніми зв’язками, а найбільш ефективним інструментом досліджень, зазвичай, виступає апарат варіаційних нерівностей чи варіаційно-різницевої підходи [21]. Для інженерного дослідження фрикційної взаємодії контактуючих тіл більш зручними є методи, які використовують моделі стержнів, оболонок і пластин. Загальні підходи щодо формулювання та розв’язування таких задач, розроблені для спрощених одновимірних моделей, представлено в монографії [22]. Постановки, методи розв’язування і розв’язки деяких задач цього класу та результати експериментальних досліджень подано в роботах за участю авторів [23–28].

**Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми.** В оболонкових пружинах з розрізом підвищена податливість поєднується із необхідним рівнем розсіювання енергії, що зумовлює їх вдале використання у низці галузей промисловості [14, 15, 27]. У попередніх дослідженнях для опису деформування таких пружних елементів побудували механіко-математичну модель оболонки із розрізом уздовж твірної [23, 24]. Ураховали основну ознаку конструкції – жорсткість розрізаної оболонки в тангенційному напрямку є меншою, аніж уздовж твірної. Матеріал заповнювача вважали нестисливим. Розрізаній ізотропній оболонці, яка згинається в умовах неосесиметричного контактного навантаження, поставили у відповідність сильно ортотропну замкнуту циліндричну оболонку, яка перебуває під дією осесиметричного контактного навантаження. Модулі пружності та допустиме напруження для еквівалентної ортотропної оболонки вибрали такими, щоби вони в середньому ототожнювали властивості розрізаної оболонки та її суцільної моделі. Досліджуючи поведінку побу-

дованої моделі було отримано аналітичні результати, які дозволяють оцінити поведінку демпферів з несучою ланкою у вигляді циліндричної оболонки із розрізом вздовж твірної в умовах циклічного навантаження та проводити інженерний розрахунок їх податливості і несучої здатності, орієнтований на практичні потреби їх використання [23–25, 27]. Разом з тим побудована механіко-математична модель не дозволила отримати загальну картину напружено-деформованого стану конструкції. Не одержано якісних оцінок, які б характеризували яскраво виражену неосесиметричність задачі. Також особливості моделі не дозволили урахувати наявність компонент напруженого стану, виникнення яких спричинене тертям між оболонкою і пружним тілом в коловому напрямі.

**Формулювання цілей статті.** Варіювання геометричними та механічними характеристиками розрізаної оболонки та пружного тіла дає змогу змінювати сукупні характеристики пружного елемента в досить широкому діапазоні, задовольняючи експлуатаційні та технологічні потреби. Отримати аналітичні розв’язки таких задач у тривимірній постановці досить важко з огляду на відсутність геометричної симетрії та нелінійність математичних моделей, пов’язаних з наявністю сил тертя і контактної взаємодії елементів. Для урахування всіх особливостей таких задач і можливого виявлення нових аспектів поведінки об’єктів дослідження ми вирішили скористатись числовим методом скінченних елементів. У попередніх дослідженнях авторами статті побудовано верифіковану скінченно-елементну модель контактної взаємодії розрізаної оболонки з пружним тілом. Верифікація здійснювалась шляхом ідентифікації низки результатів одержаних числовим методом із результатами експериментальних досліджень натурних зразків [28].

Метою даної роботи є використання верифікованої числової моделі для розвитку та уточнення методів теоретичних розрахунків оболонкових пружних елементів бурових засобів віброзахисту і створення передумов розроблення нових технічних та проектних рішень систем віброзахисту.

**Виклад основного матеріалу.** Інститутом прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України спільно з Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу розроблено комплекс засобів віброзахисту і регулювання динамічного режиму бурильної колони [9]. Основна особливість конструкцій створеного комплексу – використання тонкостінних елементів (оболонок, пластин) як основної несучої і виконавчої ланки [14]. Головною перевагою оболонкових амортизаторів є їх висока працездатність і надійність, яка забезпечується хорошою адаптацією оболонкових пружних ланок до роботи в складних умовах свердловини.

На рис. 1 зображено схему однієї із базових моделей бурового амортизатора, яка обла-

дана ступінчастим пружним елементом [9]. Головною несучою ланкою пружного елемента цього амортизатора є циліндрична оболонка з розрізом уздовж твірної. Особливість представлені моделі полягає в паралельній роботі пружних ланок амортизатора, що дозволяє на стадії проектування регулювати експлуатаційні характеристики амортизатора в широкому діапазоні (на рисунку показано лише дві ступені пружного елемента). Амортизатор складається з перехідника 1, ствола 2, корпусу 3, пружного елемента першої ступені 4, опорної втулки 5, пружного елемента другої ступені 6, втулки включення пружного елемента першої ступені 7, профільної пари передачі крутного моменту 8, центратора 9, перехідника долота 10. Працює амортизатор таким чином. Під дією зовнішнього навантаження рухомі частини заходять всередину корпусу 3. При цьому ступінчастий пружний елемент, що складається з оболонкових пружин 4 та 6, накопичує енергію пружної деформації. Коли зовнішнє навантаження зменшується, пружний елемент за рахунок накопиченої енергії повертає рухомі частини амортизатора у вихідне положення. Завдяки наявності втулок 5 і 7 ступені пружного елемента включаються до паралельної роботи, при цьому кожна з них несе частину зовнішнього навантаження, яка пропорційна її власній жорсткості. Слід зазначити, що за необхідності існує можливість встановити більшу кількість ступенів, які будуть одразу чи послідовно (із збільшенням зовнішнього навантаження) включатися до паралельної роботи.

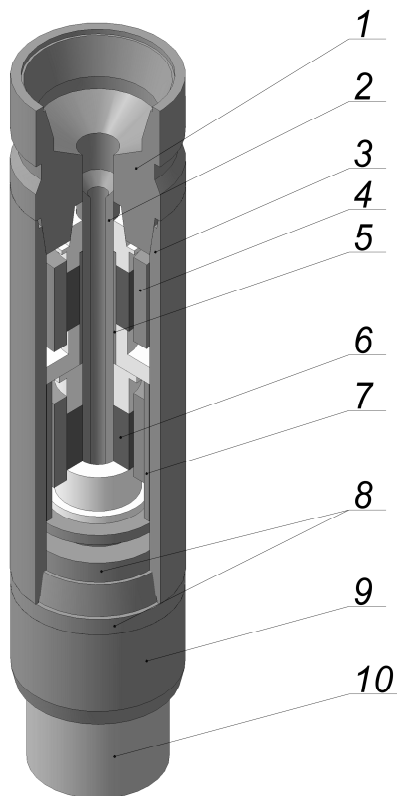
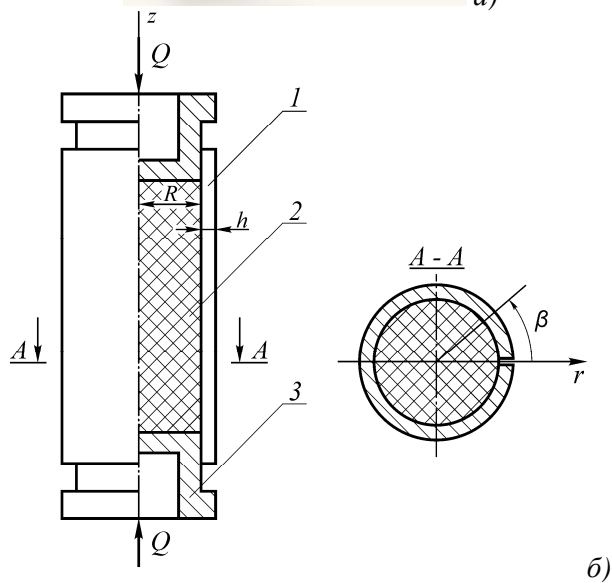


Рисунок 1 – Принципова схема бурового амортизатора на базі оболонкових пружин з розрізом

Тепер детальніше розглянемо особливості роботи оболонкової пружини, на базі якої сконструйовано амортизатор. На рис. 2 зображено її загальний вигляд і принципову схему. Особливість представлені моделі полягає в наявності розрізу несучої оболонки уздовж її твірної. Таке виконання оболонок дозволило отримати конструктивно анізотропні несучі ланки, жорсткість яких у коловому напрямку суттєво нижча, аніж уздовж твірної. Таким шляхом вдалось знижувати жорсткість оболонкових пружних елементів без шкоди для їх демпфуючих властивостей. Представлена конструкція оболонкової пружини (рис. 2, б) працює так. Прикладене до поршнів 3 навантаження змушує їх заходити всередину розрізаної оболонки 1, стискаючи при цьому заповнювач 2, який трансформує повздовжні переміщення поршнів в радіальні прогини оболонки. При розвантаженні система повертається у вихідне положення. Основний вклад в податливість системи вносить зміна форми заповнювача за рахунок деформації згину розрізаної оболонки (відбувається зменшення кривини розімкненого кільця в поперечному перерізі).



а – натурні зразки оболонкової пружини;  
б – розрахункова схема

Рисунок 2 – Оболонкова пружина з розрізом вздовж твірної

При циклічному навантаженні оболонкових пружин такого типу, в результаті фрикційної взаємодії заповнювача і оболонки, частина енергії, що підводиться до системи, розсіюватиметься, переважно за рахунок явища конструкційного гістерезису в малорухомій деформівній системі.

Вдале проектування і використання бурових засобів віброзахисту істотно залежать від якості теоретичних і експериментальних досліджень несучих і виконавчих ланок їх пружних елементів. Для оцінки загальної картини напружено-деформованого стану і отримання експлуатаційних характеристик оболонкової пружини скористаємося її верифікованою числовою моделлю [28].

Важливими кроками побудови скінченно-елементної моделі є вибір типу скінченного елемента та процедура розбиття конструкції на елементи. Для даного дослідження ми скористалися гексагональними восьмивузловими елементами з лінійними функціями форми. Контактуючі тіла (оболонку та заповнювач) представили як окремі масиви скінченних елементів із заздалегідь визначеною кількістю вузлів в області контакту. Виходячи з цих міркувань, модель контакту реалізували за допомогою наступних співвідношень:

$$\begin{cases} F_t = \mu F_n; \\ |\Delta \mathbf{u}_A \cdot \mathbf{n}_B - d| \leq d_t. \end{cases} \quad (1)$$

Тут перше співвідношення описує тертя за законом Кулона:  $F_t, F_n$  – відповідно дотична і нормальна складові сили,  $\mu$  – коефіцієнт тертя між оболонкою і заповнювачем. Друге співвідношення – геометрична умова контакту двох тіл (позначимо їх  $A$  та  $B$ ):  $\mathbf{u}$  – поле переміщень тіла  $A$ ;  $\mathbf{n}$  – вектор нормалі границі тіла  $B$ ;  $d, d_t$  – величина плями контакту і коефіцієнт уточнення контакту.

Деталізуємо перше співвідношення виразу (1), записавши його у компонентах контактного напруження. При  $r = R$ ,  $\beta \in [0, 2\pi)$ ,  $|z| < l/2$ ,

$$\begin{cases} \bar{\tau}_r(z, \beta) = \mu \sigma_r(z, \beta) \frac{\bar{v}(z, \beta)}{|\bar{v}(z, \beta)|}, \bar{v} \neq 0; \\ |\bar{\tau}_r| \leq -\mu \sigma_r, \bar{v} = 0, \\ \begin{cases} \sigma_r \leq 0, [u_r] = 0; \\ \sigma_r = 0, [u_r] \geq 0, \end{cases} \end{cases}$$

де  $\sigma_r, \tau_r$  – нормальні та дотичні компоненти контактного напруження,

$\bar{v}$  – вектор швидкості взаємного проковзування заповнювача та оболонки,

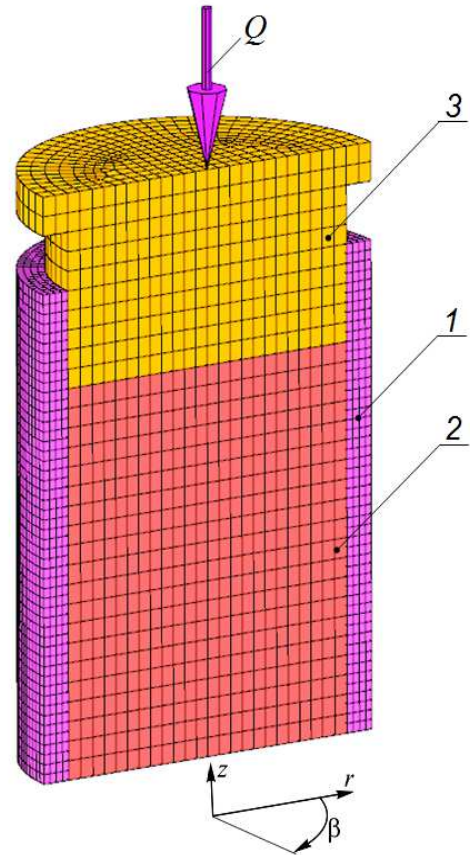
$[u_r] = u_r(R+0) - u_r(R-0)$  – стрибок переміщення на межі між заповнювачем і оболонкою,

$l$  – довжина заповнювача.

Оцінка напружено-деформованого стану розрізаної оболонки, яка контактує із пружним тілом (заповнювачем), зводиться до вирішення системи лінійних алгебраїчних рівнянь [29, 30]

$$\mathbf{K} \cdot \mathbf{a} = \mathbf{f}, \quad (2)$$

де  $\mathbf{K}$  – матриця жорсткості;  
 $\mathbf{a}$  – вектор переміщення вузлів елементів конструкції;  
 $\mathbf{f}$  – вектор вузлових сил.



1 – циліндрична оболонка з розрізом уздовж твірної, 2 – пружне тіло, 3 – поршень

**Рисунок 3 – Схема скінченно-елементної моделі контактної взаємодії розрізаної оболонки з пружним тілом**

Для отримання розв'язків системи (2) застосовувався покроковий процес навантаження з уточненням граничних умов (1) на кожному кроці ітераційним способом. Прирости навантаження вибиралися малими, аби зберегти лінійний зв'язок між переміщеннями і деформаціями в межах кожного кроку навантаження.

Використовуючи симетрію оболонкової пружини уздовж осі  $z$ , в цілях заощадження розрахункового часу розглядали половину конструкції. На рис. 3 подано схему скінченно-елементного розбиття оболонки і заповнювача [28].

Відзначимо, що при виборі щільності розбиття моделі на елементи і її верифікації ми намагалися досягти певного балансу, побудувавши таку сітку елементів, яка, забезпечивши достатньо високу точність результатів, дозволила отримувати ці результати відносно швидко.

Проілюструємо декілька характерних результатів графічно. Розглянемо систему з такими параметрами: матеріал оболонки – сталь конструкційна легована 40ХНМА ГОСТ 4643-71 (межа плинності –  $\sigma_T = 950$  МПа, модуль Юн-

га –  $2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ , модуль зсуву –  $8 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ , коефіцієнт Пуассона – 0,31); заповнювач – сира гума підвищеної маслостійкості марки 7-3826С ТУ 38-105-1082-86 (модуль Юнга –  $2 \cdot 10^7 \text{ Па}$ , модуль зсуву –  $7 \cdot 10^6 \text{ Па}$ , коефіцієнт Пуассона – 0,4995); внутрішній радіус оболонки  $R = 0,08 \text{ м}$ ; довжина оболонки  $0,5 \text{ м}$ ; довжина заповнювача –  $0,4 \text{ м}$ ; товщина стінки оболонки  $h = 0,015 \text{ м}$ ; коефіцієнт тертя пари оболонка-заповнювач  $\mu = 0,5$ . Умови на торцях заповнювача

$$\sigma_z(r; \beta; 0,2) = -Q/\pi R^2,$$

$\bar{\tau}_z(r; \beta; 0,2) = 0$ ,  $r \in [0, R]$ ,  $\beta \in [0, 360^\circ)$ , а діапазон зміни навантаження на поршень  $Q = 0 \dots 100 \text{ кН}$ . Грань розрізу оболонки вільна від напружень  $\sigma_\beta(r; 0^\circ; z) = 0$ ,  $\bar{\tau}_\beta(r; 0^\circ; z) = 0$ ,  $r \in [R; R + h]$ ,  $z \in [-0,25; 0,25]$ .

На рис. 4 представлено розподіли радіальних переміщень розрізаної оболонки  $u_r$  вздовж її твірної за характерних значень азимута  $\beta$ . Загалом графік візуалізує істотну неосесиметричність деформування несучої ланки оболонкової пружини, а окремі криві інформують про кількісні характеристики радіальних переміщень. Найменші радіальні переміщення виникають в області розрізу оболонки, а найбільші при значенні азимута  $\beta = 90^\circ$ . Зміна форми заповнювача за рахунок деформації розрізаної оболонки забезпечує більшу частину податливості оболонкової пружини. В результаті контактної взаємодії заповнювача з оболонкою радіальні переміщення оболонки уздовж твірної розподілені нерівномірно. Додатковий аналіз показав, що зі збільшенням коефіцієнта тертя пари заповнювач-оболонка ця нерівномірність збільшується. При фіксованому азимуті максимальні значення радіальних переміщень несучої ланки виникають в областях близьких до площин торців поршнів. З віддаленням від торців поршнів радіальні переміщення зменшуються. Це чітко вказує на те, що збільшення довжини несучої оболонки та заповнювача не супроводжуватиметься постійним збільшенням податливості пружини (автори переконалися в цьому, змінюючи довжину моделі). Вочевидь, є всі підстави для постановки оптимізаційної задачі про розрахунок довжини розрізаної оболонки з умови забезпечення максимальної податливості пружного елемента. Слід звернути увагу на те, що осьові переміщення оболонки порівняно з радіальними дуже малі і істотно не впливають на експлуатаційні характеристики пружного елемента. Тому характер зміни їх величин тут не показаний.

На рис. 5 представлено розподіли кільцевих напружень  $\sigma_\beta$  на внутрішній поверхні оболонки уздовж її твірної за різних значень азимута  $\beta$ . Аналіз напруженого стану матеріалу оболонки вказує на те, що саме ці напруження є визначальними щодо оцінки міцності несучої ланки. Деформування розрізаної обо-

лонки в умовах контактної взаємодії із заповнювачем призводить до зміни значень кільцевих напружень за товщиною оболонки. Зокрема на її внутрішній поверхні виникають найбільші розтягуючі кільцеві напруження (на зовнішній – стискаючі), найнебезпечнішим є повздовжній перетин при  $\beta = 180^\circ$ . Характер зміни значень кільцевих напружень уздовж твірної якісно схожий на характер зміни радіальних переміщень. Вочевидь найбільш навантаженими виявляються поперечні перетини, які знаходяться поблизу торців поршнів.

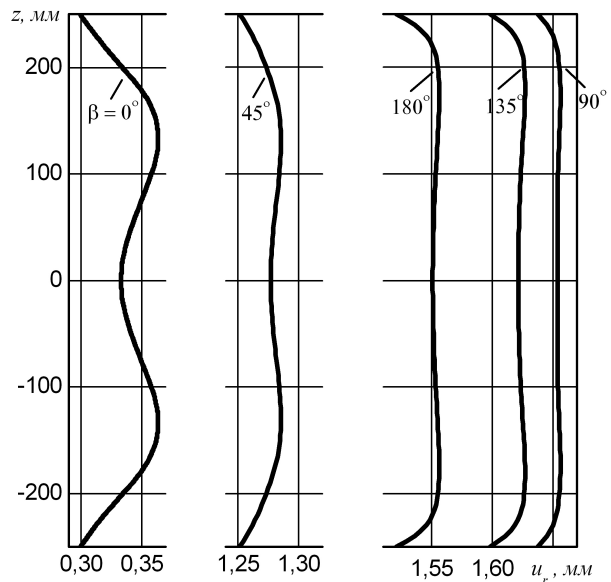


Рисунок 4 – Розподіл радіальних переміщень несучої оболонки при навантаженні на пружний елемент  $Q = 100 \text{ кН}$

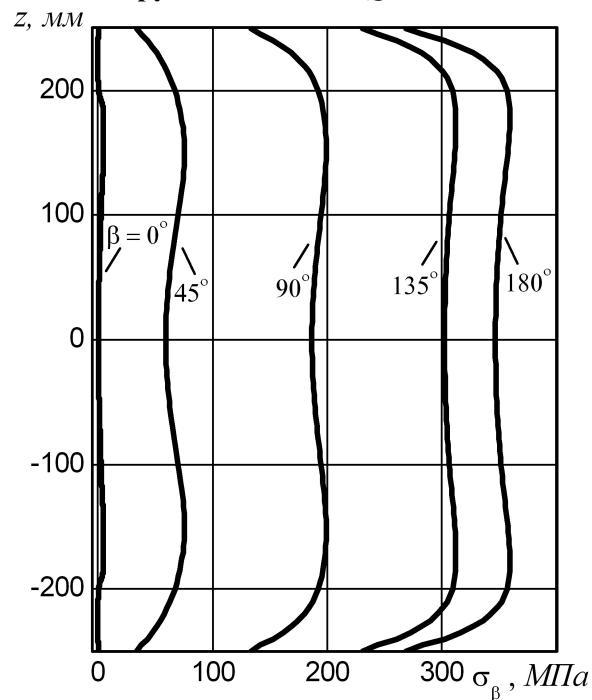


Рисунок 5 – Розподіл кільцевих напружень на внутрішній поверхні несучої оболонки з розрізом при навантаженні на пружний елемент  $Q = 100 \text{ кН}$

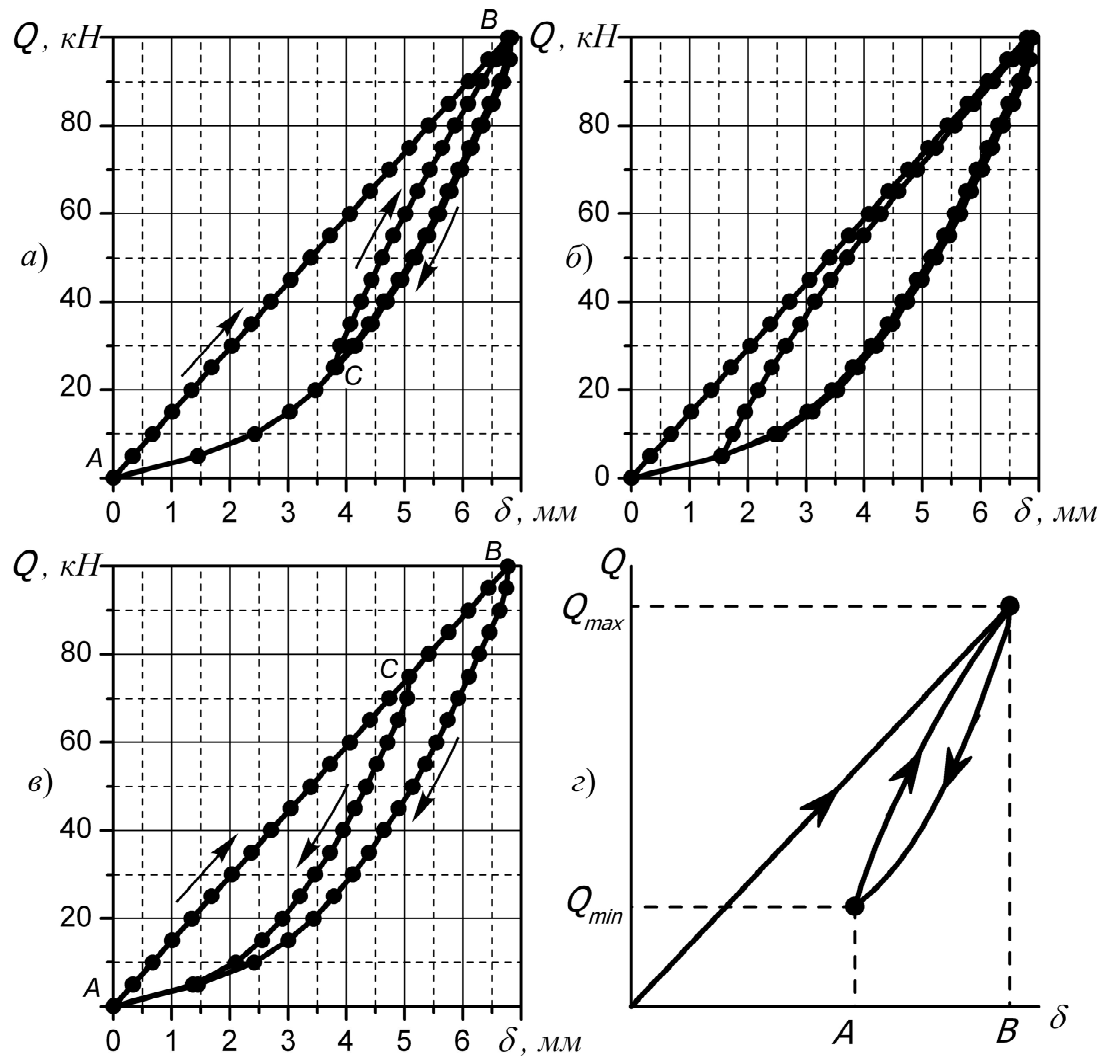


Рисунок 6 – Діаграми циклічного навантаження оболонкової пружини з розрізом

На початковому етапі аналізу напружено-деформованого стану та при побудові графіків поданих на рис. 4 та рис. 5 зовнішнє навантаження ми вважали сталим або таким, що монотонно зростає. Наступний етап досліджень присвячено аналізу гістерезису, який виникає в системі розрізана оболонка – пружне тіло у відповідь на вплив зовнішнього немонотонного навантаження. Для цілої низки різноманітних історій зовнішніх навантажень побудували діаграми деформування пружного елемента. Маючи такі діаграми можемо за відомою історією навантаження спрогнозувати поведінку пружного елемента в довільний момент часу, а також оцінити величину розсіюваної енергії.

Розглянемо оболонкову пружину з розрізом (рис. 2, б), вважаючи, що прикладена до поршня сила змінюється циклічно в часі з коефіцієнтом асиметрії  $s = Q_{\min} / Q_{\max} \geq 0$ . На рис. 6 подано найбільш характерні петлі гістерезису пружного елемента бурового амортизатора, які побудовані при різних історіях зовнішнього навантаження. У процесі побудови таких діаграм ми також аналізували зміни контактних напружень між заповнювачем та оболон-

кою. Розглянемо графік, представлений на рис. 6, а. Висхідна ділянка  $AB$  зображує етап початкового активного навантаження від нуля до  $100 \text{ кН}$ . Під час цього етапу навантаження на всій поверхні контакту відбувається проковзування заповнювача відносно оболонки в напрямку переміщення поршня. Про це свідчить однаковий напрям компонент дотичних напружень  $\tau_{rz}$  на усій зоні контакту. Осадка поршня  $\delta$  на даному етапі лінійно залежить від навантаження. Низхідна, нелінійна ділянка  $BA$  характеризує процес розвантаження пружного елемента від максимального зовнішнього навантаження до нуля. При цьому на поверхні контакту заповнювача з розрізаною оболонкою присутні дві області з різними знаками компонент дотичних напружень  $\tau_{rz}$ , а це означає, що зона контакту розділена на область зворотного проковзування та область зчеплення. У процесі розвантаження розміри цих зон постійно змінюються. Якщо оболонкову пружину, трохи розвантаживши, почати знову навантажувати, то такий процес повторного активного навантаження зобразиться висхідною (нелінійною) ділянкою  $CB$ . Поступово знижуючи коефіцієнт

асиметрії циклу можна знайти таку точку на ділянці  $BA$ , з якої висхідна вітка повторного навантаження починає повертатись на ділянку початкового активного навантаження (рис. 6, б). Для обраного пружного елемента значення такого коефіцієнта асиметрії дорівнює 0,08. Якщо не доводячи навантаження до максимального значення почати розвантаження, то отримуємо петлю  $AC - CA$ , подану на рис. 6, в.

Зрозуміло, що за немонотонного навантаження оболонкового пружного елемента з розрізом, внаслідок фрикційної взаємодії заповнювача із оболонкою, частина енергії, що підводиться до системи буде розсіюватись. Величину розсіяної за цикл енергії  $\psi$  при будь якій історії навантаження можемо обчислити як площу петлі конструкційного гістерезису (рис. 6, з):

$$\psi = \int_{Q_{\min}}^{Q_{\max}} [\delta_{BA}(Q) - \delta_{AB}(Q)] dQ.$$

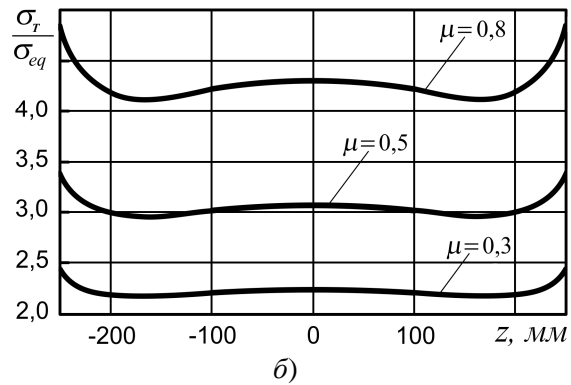
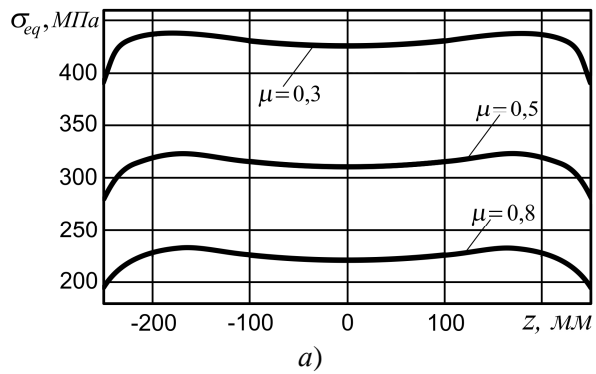
При експлуатації оболонкової пружини з розрізом переважна більшість матеріалу несучої оболонки знаходиться в складному напруженому стані. Для остаточної оцінки міцності ми використовували енергетичний критерій Губера-Мізеса. Згідно з цим критерієм міцність оболонки з розрізом буде забезпечена, якщо виконуватиметься нерівність

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - \sigma_1\sigma_2 - \sigma_2\sigma_3 - \sigma_1\sigma_3} \leq [\sigma],$$

де  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  – головні напруження в матеріалі розрізаної оболонки,

$[\sigma]$  – допустимі напруження для матеріалу, з якого виготовлена оболонка.

На рис. 7, а представлено розподіли еквівалентних напружень в найбільш небезпечному повздовжньому перетині несучої оболонки з розрізом (внутрішня поверхня оболонки при азимуті  $\beta = 180^\circ$ ). Розподіли представлені за різних коефіцієнтів тертя між заповнювачем та розрізаною оболонкою ( $\mu = 0,3 \dots 0,8$ ). Аналіз таких залежностей вказує на те, що граничний стан розрізаної оболонки найперше досягається на її внутрішній поверхні в області перебування торців поршнів. На рис. 7, б графічно представлена остаточна оцінка міцності оболонкової пружини при зовнішньому навантаженні на поршні 100 кН. Зі зменшенням коефіцієнта тертя між заповнювачем і оболонкою запас міцності конструкції зменшується. Зокрема при коефіцієнті тертя  $\mu = 0,8$ , коефіцієнт запасу міцності конструкції дорівнює 4,1, а при  $\mu = 0,3$  він знижується до значення 2,2. Розглядаючи сумісно графічні залежності подані на рис. 6 та рис. 7 і варіюючи на стадії проектування геометричні та трибологічні параметри оболонкової пружини, для кожної конкретної моделі бурового засобу віброзахисту необхідно забезпечити баланс достатньої міцності і необхідного рівня демпфування.



а – еквівалентні напруження на внутрішній поверхні несучої оболонки при азимуті

$$\beta = 180^\circ;$$

б – розподіл коефіцієнта запасу міцності

Рисунок 7 – Оцінка міцності оболонкової пружини з розрізом

**Висновки.** Дослідження напружено-деформованого стану і отримання робочих характеристик оболонкової пружини з розрізом для бурового амортизатора є багатопараметровою задачею. Розв'язання такої задачі передбачає проведення комплексного аналізу поведінки системи під дією експлуатаційних навантажень. В даній роботі ми відмовилися від спрощених технічних моделей і для досліджень використали верифіковану скінченно-елементну модель оболонкової пружини з метою урахування усіх суттєвих параметрів поставленої задачі. Таким чином, в статті розвинуто методика розрахунку оболонкових пружних елементів для бурових засобів віброзахисту. Проаналізовано загальну картину напружено-деформованого стану оболонкового пружного елемента бурового амортизатора. Звернуто увагу на яскраво виражену неосесиметричність деформування конструкції. З використанням енергетичного критерію виконано оцінку міцності системи. Для низки історій циклічного навантаження пружного елемента побудовано та проаналізовано петлі гістерезису. Отримані результати дають можливість розширити діапазон застосовності теоретичних розрахунків оболонкових віброізоляторів з розрізом і більш точно врахувати вплив пружних характеристик матеріалів оболонки та заповнювача, а також їх геометричних параметрів та трибологічних властивостей на експлуатаційні характеристики бурових засобів вібро-

захисту. Перелічені результати надають можливість ефективніше використовувати бурові засоби віброзахисту, удосконалити конструкції оболонкових віброізоляторів за критеріями максимальної податливості та необхідного рівня демпфування, створюють передумови розроблення нових технічних рішень щодо систем віброзахисту.

Завданням наступних етапів досліджень автори бачать розроблення теорії контактної взаємодії пакету розрізаних оболонок з пружним тілом для ефективного використання таких систем в бурових засобах віброзахисту.

### Література

- 1 Юнин Е. К. Динамика глубокого бурения / Е. К. Юнин, В. К. Хегай. – М.: Недра, 2004. – 286 с.
- 2 Огородников П. И. Захист бурильної колони від вібраційних навантажень / П. И. Огородников, В. М. Світлицький, Ю. З. Щербатюк. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2012. – 279 с.
- 3 Гуляев В. И. Колебания кружения конструкции низа бурильной колонны / В. И. Гуляев, С. Н. Худолий, Е. И. Борщ // Проблемы прочности. – 2010. – № 6. – С. 13–25.
- 4 Christoforou A. P. Fully coupled vibrations of actively controlled drillstrings / A. P. Christoforou, A. S. Yigit // Journal of Sound and Vibration. – 2003. – Vol. 267. – P. 1029–1045.
- 5 Karkoub M. Drill-String Torsional Vibration Suppression Using GA Optimized Controllers / M. Karkoub, Y. Abdel-Magid, B. Balachandran // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 12. – P. 32–38.
- 6 Величкович А. С. Бурові амортизатори як засіб підвищення техніко-економічних показників буріння свердловин / А. С. Величкович, В. М. Шопя // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №3. – С.16–18.
- 7 Величкович А. С. Буровой амортизатор на базе новой оболочечной пружины / А. С. Величкович // Хим. и нефтегазовое машиностроение. – 2005. – №7. – С.9–11.
- 8 Velichkovich A. S. Design features of shell springs for drilling dampers // Chemical and Petroleum Engineering. – New York: Springer. – 2007. – V43, №7-8. – Pp. 458–461.
- 9 Величкович А. С. Комплекс засобів віброзахисту та регулювання динамічного режиму бурильної колони / А. С. Величкович, С. В. Величкович, В. М. Шопя. – Івано-Франківськ: Сіверсія ЛТД, 2000. – 86 с.
- 10 Toro Downhole Tools. Drilling Tools catalog. – Tomball, Texas USA. – 2012. – 36 p.
- 11 Secoroc Rock Drilling Tools. Product catalogue. – Rotary products. – Atlas Copco Secoroc AB. – 2009. – 40 p.
- 12 VNIIBT – Drilling Tools. Product catalogue. – Perm, Russia. – 2012. – 70 p.
- 13 Shock Sub. Impact and vibration reduction sub. – Schlumberger. – 2011. – 4 p.
- 14 Шопя В. М. Оболонкові пружини / В. М. Шопя, А. С. Величкович, С. В. Величкович та ін. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 92с.
- 15 Величкович А. С. Некоторые конструктивные особенности оболочечных пружин для буровых амортизаторов / А. С. Величкович // Хим. и нефтегазовое машиностроение. – 2007. – №8. – С.26–29.
- 16 Awrejcewicz J. Analysis of dynamic systems with various friction laws / J. Awrejcewicz, P. Olejnik. – Appl. Mech. Rev. Trans. ASME. – Nov. 2005, Vol. 58. – Pp. 389–411.
- 17 Bastien J. Non Smooth Deterministic or Stochastic Discrete Dynamical Systems: Applications to Models with Friction or Impact / J. Bastien, F. Bernardin. – Wiley: Wiley-ISTE, 2013. – 512 P.
- 18 Nguyen B. Efficient Simulation of a Dynamic System with LuGre Friction / B. Nguyen, Aldo A. Ferri, Olivier A. Bauchau // Journal of Computational and Nonlinear Dynamics. – 2007. – Vol. 2 – Pp. 281–289.
- 19 Александров В. М. Введение в механику контактных взаимодействий / В. М. Александров, М. И. Чебаков. – Ростов-на-Дону: ООО «ЦВВР», 2007. – 114 с.
- 20 Wriggers P. Computational Contact Mechanics / P. Wriggers. – Berlin: Springer, 2006. – 519 P.
- 21 Kravchuk A. S. Variational and Quasi-Variational Inequalities in Mechanics / A. S. Kravchuk, P. J. Neittaanmaki. – Springer-Verlag Berlin, 2007. – 338 P.
- 22 Попадюк І. Й. Механіка фрикційного контакту оболонок з деформівним заповнювачем / І. Й. Попадюк, І. П. Шацький, В. М. Шопя. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 180 с.
- 23 Шацький І. П. Розрахунок демпфера з розрізаною циліндричною оболонкою / І. П. Шацький, В. М. Шопя, А. С. Величкович // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер.: Нафтопромислове обладнання. – 1998. – Вип. № 35. – С. 31–38.
- 24 Величкович А. С. Фрикційна взаємодія ортотропної циліндричної оболонки з деформівним заповнювачем / А. С. Величкович, І. Й. Попадюк, І. П. Шацький, В. М. Шопя // Доп. НАН України. – 1999. – № 11. – С. 67–69.
- 25 Шацький І. Конструкційне демпфування у розрізаній циліндричній оболонці з пружним заповнювачем / І. Шацький, В. Шопя, А. Величкович // Машинознавство. – 2009. – С. 31–36.
- 26 Velichkovich A. S. Experimental study of shell flexible component for drilling vibration damping devices / A. S. Velichkovich, I. I. Popadyuk, V. M. Shopa // Chemical and Petroleum Engineering. – New York: Springer – 2011. – Vol. 46, № 9 – 10. – Pp. 518 – 524.
- 27 Величкович А. С. Моделювання та вдосконалення оболонкових демпферів / А. С. Величкович, В. М. Шопя, І. П. Шацький та ін. // Сучасні технології в промисловому виробництві: Матеріали II Всеукраїнської міжвузівської науково-технічної конференції, частина 3, (Суми, 17–20 квітня 2012 р.). – Суми: Сумський державний університет, 2012. – С. 158.

28 Величкович А. С. Експериментальна верифікація скінченно-елементної моделі контактної взаємодії розрізаної оболонки з пружним тілом / А. С. Величкович, Т. М. Даляк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1(31). – С. 80–86.

29 Zienkiewicz O. C. The Finite element method: Solid mechanics, Volume 2 / O. Zienkiewicz, R. Taylor. – Bristol: Butterworth-Heinemann, 2000. – 445 P.

30 Larson Mats G. The Finite element method: Theory, Implementation and Applications / G. Larson Mats, F. Bengzon. – Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2013. – 402 P.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
09.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Петриною Ю.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Кундратом М.М.***

*(Національний університет водного господарства та природокористування, м. Рівне)*

## ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТА КРИТЕРІЇ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ ДЛЯ БУРІННЯ ОСОБЛИВО МІЦНИХ ПОРІД

Р.С. Яким

Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка,  
82100, м. Дрогобич, вул. І.Франка, 24, тел. 0679070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми побудови критеріїв підвищення якості тришарошкових бурових доліт із твердосплавним вставним породоруйнівним оснащенням. Дослідження проводились на базі реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Досліджено характер взаємозв'язків між підконтрольними чинниками (фізико-механічні, технологічні, експлуатаційні властивості матеріалів долота; рівень досконалості конструкції долота; рівень досконалості технології виготовлення долота) та відмовами з позиції параметрів технічного стану елементів долота. Обґрунтовано ефективність застосування ступенево-логічних моделей для ефективного виявлення причин відмов доліт та розробки шляхів підвищення якості бурових доліт. Вдосконалено формалізоване представлення критеріїв, а саме умови для мінімального шляху та мінімального перерізу у ступенево-логічних моделях відмов доліт. Застосування такого підходу дозволяє мінімізувати час на прийняття об'єктивних і правильних рішень на стадіях проектування, конструювання та виготовлення бурових доліт, що загалом підвищує їх надійність.

Ключові слова: ступенево-логічна модель, відмова, мінімальний шлях, мінімальний переріз, конструкція, матеріали, технологія виготовлення долота.

Целью исследования есть решение проблемы построения критериев повышения качества трехшарошечных буровых долот с твердосплавным вставным породоразрушающим вооружением. Исследования осуществляли на базе реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных и натурных испытаний. Исследован характер взаимосвязей между подконтрольными факторами (физико-механическими, технологическими, эксплуатационными свойствами материалов долота; уровень совершенства конструкции долота; уровень совершенства технологии изготовления долота) и откатами с позиции параметров технического состояния элементов долота. Обосновано эффективность использования ступенчато-логической модели для эффективного выявления причин отказов долот и разработки путей повышения качества буровых долот. Совершенствовано формальное представление критериев, в частности условия для минимального пути и минимального сечения в ступенчато-логической модели отказов долот. Использование такого подхода позволяет минимизировать время на принятие объективных и правильных решений на стадиях проектирования, конструирования и изготовления буровых долот, что в целом повышает их надежность.

Ключевые слова: ступенчато-логическая модель, отказ, минимальный путь, минимальное сечение, конструкция, материалы, технология изготовления долота.

The aim of the study is to solve the problem of criteria construction for improvement of quality of three-cone rock bits with hard-alloyed inserted rock-destruction equipment. The research was carried out in the conditions of rock bits real production with the mathematical planning of experiments, complex usage of experimental laboratories and full-scale tests. The nature of interconnection between such monitored factors as physical and mechanical, technological, operating properties of rock bit materials; standard of rock bit design perfection; standard of rock bit manufacturing method perfection, and failures from a position of technical state parameters of rock bit components is investigated. The efficiency of stepped and logical models usage for effective establishment of reasons of rock bits failure and the development of ways of rock bits quality improvement is proved. Formal criteria representation, which is the conditions for the minimum path and minimum section in the stepped and logical models of rock bits failures, is improved. Using such approach allows minimizing the time for making objective and right decisions at the stages of designing, engineering and manufacturing of rock bits that in general increase their reliability.

Keywords: stepped and logical model, failure, minimum path, minimum section, construction, rock bit manufacturing method.

Для буріння особливо міцних порід масово застосовують тришарошкові бурові долота в яких шарошки оснащені вставними твердосплавними зубками. Важкі умови роботи таких бурових доліт висувають жорсткі вимоги до їх якості та надійності. Передчасна втрата працездатного стану долота на вибої веде до суттєвих втрат часу та ресурсів при бурових роботах, а раптова відмова може спричинити серйозну аварію. Тому оцінка надійності та побудова

ефективних критеріїв підвищення якості тришарошкових бурових доліт є актуальною проблемою, що має важливе практичне значення.

За останні роки розв'язанню окресленої проблеми приділено багато уваги в [1-6] та ін. Зокрема, в [1] запропонована ступенево-логічна модель виникнення відмов тришарошкових бурових доліт з твердосплавним породоруйнівним вставним оснащенням. Запропоновано критерій мінімізації мінімальних перерізів для

вибору шляхів підвищення довговічності бурових доліт. Тим не менше, дана методика потребує конкретизації стосовно формального представлення критеріїв, а саме мінімального шляху та мінімального перерізу.

Високі показники якості тришарошкових бурових доліт отримано при апробації та впровадженні розробленого в [2-4] системного підходу до забезпечення якості й економії матеріалів на основних етапах життєвого циклу доліт. Подальшим кроком вдосконалення комплексного підходу в підвищенні якості тришарошкових бурових доліт було розроблення структури єдиної інформаційної системи підтримки процесів створення доліт [5]. Ця система дозволила об'єднати усі процеси, починаючи від проектування, підготовки виробництва і виготовлення доліт, а також системи комплексного підвищення якості доліт на довиробничому та виробничому етапах життєвого циклу тришарошкових бурових доліт. Це дозволило в комплексі вирішити низку проблем які виникають на етапах створення доліт. Зокрема, при проектуванні нових конструкцій доліт створюються умови максимального врахування ненормованих чинників та підвищення рівня якості вирішення конструкторсько-технологічних задач.

Відомі також запропоновані в [6] математичні моделі, що можуть слугувати базою для розробки теоретичної бази для узгодження процесів проектування і виготовлення тришарошкових бурових доліт з урахуванням особливостей їх експлуатації. Тим не менше, долотне виробництво вимагає більш конкретизованих моделей, які можна було б легко застосувати чи інтегрувати у систему управління процесами.

Загалом, аналізом існуючих джерел з окресленої проблеми, а також оцінки рівня сучасної техніки і технології створення тришарошкових бурових доліт виявлено відсутність чітких підходів у формулюванні комплексних вимог до параметрів технологічних систем, що визначають надійність таких доліт. Це спричинює низку проблем у об'єктивному і правильному прийнятті рішень на стадіях проектування, конструювання та виготовлення бурових доліт.

З метою заповнення виявлених прогалів поставлено задачу здійснити аналіз характерних відмов шарошкових доліт, а також вдосконалити ступенево-логічний аналіз, що дозволить би дослідити характер взаємозв'язків між підконтрольними чинниками (фізико-механічні, технологічні, експлуатаційні властивості матеріалів долота; рівень досконалості конструкції долота; рівень досконалості технології виготовлення долота) та відмовами з позиції параметрів технічного стану елементів долота. Крім цього необхідно конкретизувати вимоги до розв'язування конструкторсько-технологічних задач зі створення доліт, а також розробити чітку схему для формулювання вимог щодо параметрів технологічних систем які визначають надійність бурових доліт.

Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов мате-

матичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Для цього використано потужності дослідних лабораторій, стендового устаткування та центральної заводської лабораторії ТзОВ „УніБурТех”.

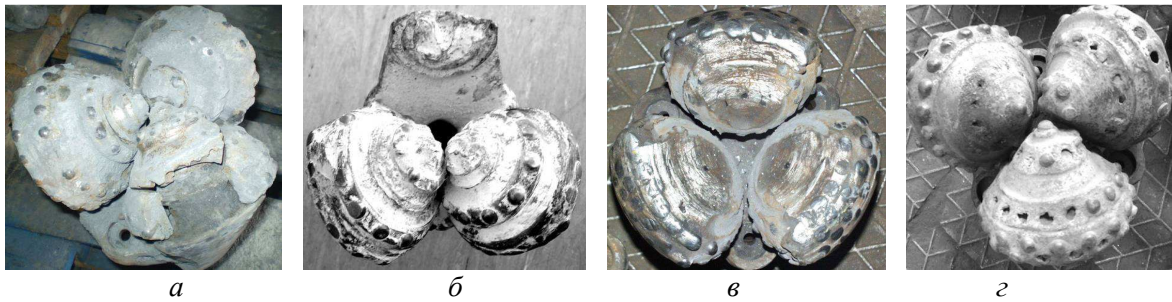
На етапі проектування бурових доліт використовується інформація про експлуатаційні показники отримані з даних напрацювання аналогічних конструкцій в реальних чи стендових умовах буріння. Також із статистики відмов деталей доліт, через які долото втратило працездатність можна оцінити імовірність виникнення аналогічних ситуацій із запроєктованим долотом.

Зокрема, можна виділити декілька характерних і найбільш поширених пошкоджень через які долото виходить з ладу (рис. 1). Такі пошкодження отримані долотом у перші години роботи на вибої ведуть до неприпустимих економічних збитків та ускладнень бурових робіт. Особливо небезпечними серед пошкоджень є втрата фрагментів шарошки, тіл коченя (рис. 1, а) чи цілої секції (рис. 1, б). Це веде до аварійних робіт і вимагає видалення з вибою фрагментів металу. Заклинювання опор спричинює до зупинення обертання шарошок (рис. 1, в). При цьому прохід долота зупиняється, а шарошки інтенсивно стираються об вибій. Не менш небезпечним є руйнування вставного породоруйнівного оснащення шарошок (рис. 1, г). При цьому прохід долота різко знижується і швидкість буріння падає. Також небезпеку становить твердий сплав, який накопичується на вибої.

Загалом, аналізом пошкоджень елементів тришарошкових бурових доліт призначених для буріння особливо міцних гірських порід виявлено, що проблема підвищення їх довговічності вимагає комплексного розв'язання низки задач з підвищення довговічності усіх деталей і вузлів (рис. 2).

Якісна оцінка тришарошкових доліт, як і будь-якого складного і відповідального виробу, здійснюється через призму комплексної множини параметрів якості з оцінки характеристик процесів на різних етапах створення доліт, які задовольняють вимоги діючих стандартів та технічних умов, договорів [7-9]. Оскільки всі елементи долота працюють у вкрай важких умовах, то якість долота повинна гарантувати задану безвідмовність роботи. Тому якість окремих елементів конструкції, деталей долота визначає якісні показники цілого долота.

Відомо, що одним з основних пунктів у встановленні довговічності тришарошкового бурового долота, як і іншого технічного об'єкту, є питання формулювання поняття відмови. При цьому суттєвим є встановлення тих елементів і вузлів, відмова яких спричинює повну чи часткову втрату працездатності долота. Для цього необхідно встановити причини відмов та взаємозв'язок між найбільш імовірною причиною відмови та імовірним наслідком, що спричинив вихід із ладу долота.



а

б

в

г

а – розколювання тіла шарошки, б – відламування цапфи лапи,

в – заклинювання опор і зупинення обертання шарошок,

г – розколювання, зношування, випадання вставного породоруйнівного оснащення шарошок

Рисунок 1 – Найбільш поширені пошкодження, що спричинюють передчасний вихід з ладу тришарошкових бурових доліт призначених для буріння особливо міцних гірських порід



Рисунок 2 – Структура реалізації комплексного підходу у підвищенні довговічності тришарошкових бурових доліт призначених для буріння особливо міцних гірських порід

Імовірність виникнення відмови  $i$ -того елемента долота можна представити імовірністю технічного стану елемента системи [1].

$$p_i = P[X_i = 1] = EX_i$$

де  $X_i$  – двійкова випадкова величина, що приймає значення 1 і 0 та означає однозначність технічного стану  $i$ -того елемента долота.

Тоді для системи елементів долота можна ввести структурну функцію  $\varphi(x)$ , яка є двійковою випадковою величиною із розподілом імовірності, що визначається сумісним розподілом імовірностей величин  $X_1, X_2, \dots, X_n$ :

$$p_s = P[\varphi(X) = 1] = E\varphi(X).$$

Оскільки базові події, що спричиняють конкретний стан елемента системи, є незалежними, сумісний розподіл імовірностей величин  $X_1, X_2, \dots, X_n$  визначиться значеннями  $p_1, p_2, \dots, p_n$ , тоді функція надійності долота як системи, в якій стаються визначені події, буде мати вигляд

$$p_s = p_s(p),$$

при цьому

$$p = (p_1, p_2, \dots, p_n).$$

Формально деталі і елементи долота можуть знаходитись у двох станах: подія (відмова) сталась, чи немає події (відмови) [1]:

$$p_s(0) = E[\varphi(X) | p_1 = 0, \dots, p_n = 0] = \varphi(0) = 0,$$

$$p_s(1) = E[\varphi(X) | p_1 = 1, \dots, p_n = 1] = \varphi(1) = 1.$$

Тоді можна описати аналіз відмов, які реалізуються в умовах експлуатації, за допомогою ступеневих логіко-імітаційних моделей. Побудова дерев відмов і їх аналіз дає можливість виявити імовірні шляхи, які ведуть до відмови долота.

Маючи за основу викладки подані в [10], побудовано низку структурно-логічних модулів які входять в цільну модель, що описує взаємозв'язок між базовими, початковими чинниками, що контролюються та відмовою бурових тришарошкових доліт з твердосплавним вставним оснащенням, відкритою опорою Р-К-Р осьовими підшипниками ковзання [1].

Згідно даних відпрацювання тришарошкових бурових доліт та результатів досліджень висвітлених в [2, 11], виділяються чинники, що є істотними для виникнення послідовності відмов у єдиній моделі структури відмови долота [1, 4]:

– вибір матеріалів долота згідно фізико-механічних, технологічних, експлуатаційних показників (теплостійкість, міцність, зносостійкість відповідальних елементів долота, спосіб зміцнення тощо);

– рівень досконалості конструкції долота (ефективність системи мащення і промивання, захисного оснащення, надійність кріплення вставного оснащення, досконалість конструкції породоруйнівного оснащення, підшипників опори, лапи, шарошки тощо);

– рівень досконалості технології виготовлення долота та вирішення конструкторсько-технологічних задач (функціонально орієнтована технологія виготовлення еталей долота, впровадження високоточного устаткування для забезпечення процесів на етапах створення доліт, інтегроване інформаційне забезпечення процесів тощо).

Отже, згідно розробленого підходу відмова долота є причиною логічної послідовності найімовірніших подій [1]: вихід з ладу вставного твердосплавного оснащення; руйнування тіла шарошки; вихід з ладу опори; вихід з ладу системи очищення долота; злом лапи долота; руйнування захисного оснащення козирка спинки лапи. Відповідно, критерієм відмови долота будуть виступати мінімальні перерізи в моделі відмов. Ці мінімальні перерізи є мінімальною множиною варіантів послідовностей логічних подій, що ведуть до кінцевого результату – відмови тришарошкового бурового долота.

Наприклад, розглянемо поданий на рис. 3 ступенево-логічний модуль виходу з ладу долота через відмову опори. Цей модуль має найбільшу множину причинно-наслідкових послідовностей, що ведуть до відмови долота. Тут базовими підконтрольними найбільш імовірними чинниками є ті, що поміщені в колах. Одним із варіантів можуть бути такі базові причини, які ведуть до відмови опори (рис. 3):

1) недосконалість технології виготовлення захисту від спрацювання козирка спинки лапи;

2) недосконалість конструкції захисту від спрацювання козирка спинки лапи;

3) фізико-механічні властивості матеріалів захисту від спрацювання козирка спинки лапи не забезпечують зносостійкість.

Базовими подіями чи чинниками є [1]: властивості матеріалів у стані поставки та конструкційні параметри, що вибираються при проектуванні, конструюванні, а також множина технологічних чинників, що слугує базою для проектування технологічних процесів, підготовки виробництва й виготовлення.

Для призначення значення імовірності ( $P$ ) цих подій ( $A$ ) можна скористуватися відомим способом:

$$P(A) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{x}{n},$$

де  $x$  – число випадків виникнення подій  $A$ , що відбулися з числа  $n$ , повторених дослідів.

На рис. 3 прямокутниками позначено проміжні найімовірніші логічні стани. Для зручності та компактності побудов модулів, а також для застосування тиражування логічних станів ромбами обведено базові стани, для яких існують окремі модулі. Інколи базові стани позначені ромбами можуть рахуватися як окремі причини відмови долота, наприклад як розколювання тіла шарошки чи руйнування буртв опори.

Для кожного стану долота, як системи  $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  можна виділити дві підмножини:  $A = \{i : x_i = 1\}$ ,  $B = \{i : x_i = 0\}$ .

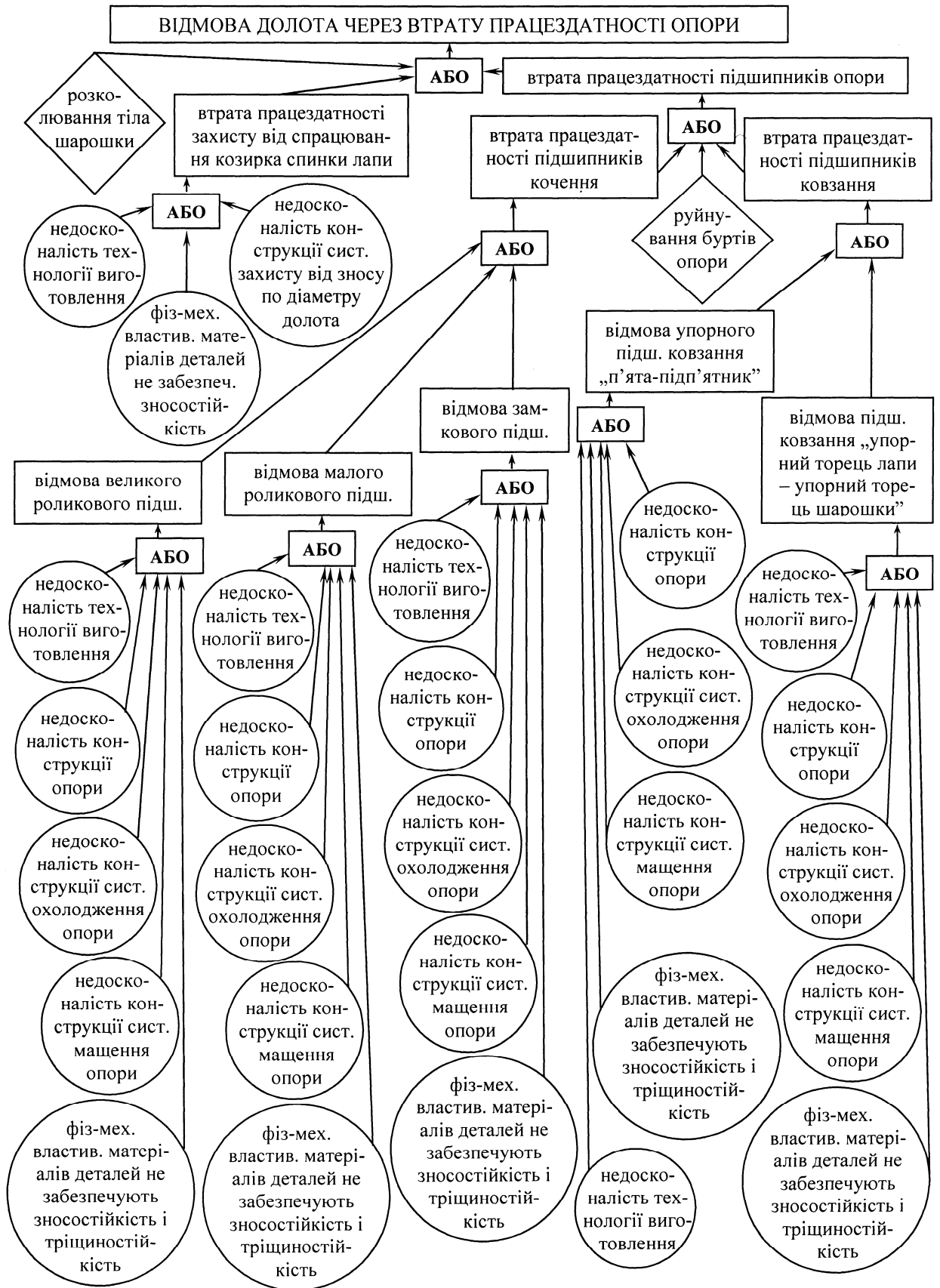


Рисунок 3 – Ступенево-логічний модуль відмов відкритої опори долота тришарошкового бурового долота

Якщо  $f(x)=1$  і  $f(y)=0$  для довільного  $y \leq x$ , але не тотожно рівного  $x$ , то  $A$  є мінімальний шлях у дереві відмов тришарошкового бурового долота.

Якщо  $f(x)=0$  і  $f(y)=1$  для довільного  $y \geq x$ , але не тотожно рівного  $x$ , то  $B$  є мінімальний переріз у дереві відмов тришарошкового бурового долота.

Мінімальний шлях є мінімально можлива множина елементів, які забезпечують нормальне функціонування долота.

Мінімальний переріз – це мінімальна множина елементів тришарошкового бурового долота, відмова яких веде до відмови цілого долота.

Розмір мінімального шляху (мінімального перерізу) визначається числом елементів, які належать цьому шляху (перерізу) у дереві відмов. З кожним мінімальним шляхом  $A_j$  (де  $j=1, 2, \dots, \kappa$ ), можна зв'язати двійкову функцію

$$\delta_j(x) = \prod_{i \in A_j} x_i.$$

Ця функція приймає значення 1, якщо всі елементи в мініальному шляху нормально функціонують, і 0 коли навпаки. Відтак функція  $\delta_j$  описує структуру системи у якій всі елементи, які належать  $j$ -му мініальному шляху, з'єднані послідовно. Аналогічним чином, для кожного мінімального перерізу  $B_\varepsilon$  (де  $\varepsilon=1, 2, \dots, \lambda$ ), можна взяти двійкову функцію

$$\theta_\varepsilon(x) = 1 - \prod_{i \in B_\varepsilon} (1 - x_i).$$

Дана функція приймає значення 0, якщо всі елементи в мініальному шляху несправні і 1 коли навпаки. Тобто, функція  $\theta_\varepsilon$  описує структуру системи у якій всі елементи, які належать  $\varepsilon$ -му мініальному перерізу, з'єднані паралельно.

Мінімальні (небезпечні) перерізи у деревах відмов доліт є тільки такі, які є ланцюгами послідовності найбільш імовірних відмов. Наприклад у розглядуваному випадку, що ілюструється на рис. 3 такими послідовностями можуть бути:

1) фізико-механічні властивості матеріалів деталей великого роликowego підшипника кочення не забезпечують зносостійкість і тріщиностійкість → відмова великого роликowego підшипника кочення → втрата працездатності підшипників кочення → втрата працездатності підшипників опори → відмова долота;

2) недосконалість конструкції системи мащення опори → відмова великого роликowego підшипника кочення → втрата працездатності підшипників кочення → втрата працездатності підшипників опори → відмова долота;

3) недосконалість конструкції системи охолодження опори → відмова великого роликowego підшипника кочення → втрата праце-

здатності підшипників кочення → втрата працездатності підшипників опори → відмова долота;

4) недосконалість конструкції опори → відмова великого роликowego підшипника кочення → втрата працездатності підшипників кочення → втрата працездатності підшипників опори → відмова долота;

5) недосконалість технології виготовлення опори → відмова великого роликowego підшипника кочення → втрата працездатності підшипників кочення → втрата працездатності підшипників опори → відмова долота.

Генерація подібних логічних послідовностей дає усесторонній аналіз причин відмов та їх способів усунення.

Небезпечний переріз дерева відмов може мати два кроки в дереві відмов і більше. Однак аналіз починається із тих послідовностей які мають найменшу кількість кроків.

Зауважимо, що спочатку аналізують ті послідовності подій де зафіксовані найвищі значення імовірності відмов.

Аналізом встановлено, що у всіх випадках в моделях відмов елементів долота базовими подіями виступають три основні чинники: вихідні властивості матеріалу та параметри конструкції, що задаються на стадії проектування та конструювання, а також технологічні чинники, які формуються на стадіях проектування і реалізації технологічних процесів виготовлення.

Отже, ступенево-логічний аналіз виходу з ладу шарошkových доліт дає можливість виявити взаємозв'язок між підконтрольними чинниками та відмовами з позиції параметрів технічного стану елементів долота. Використовуючи критерій мінімізації мінімальних перерізів можна формулювати відповідні вимоги до якості всіх засобів і заходів на всіх етапах створення бурових доліт, що сприяє підвищенню їх надійності.

Якість тришарошkových бурових доліт визначається усіма процесами його створення, починаючи з проектування [2-5]. Водночас, між якістю виконання технологічних операцій виготовлення деталей доліт й складання долота та експлуатаційними показниками долота є кореляційний зв'язок [12]. Тож важливим етапом формування заданого рівня якості тришарошkových бурових доліт є стадії технологічного процесу їх виготовлення. Тому важливим є оцінювання якості виробництва заготовок; чорнового і напівчорнового механічного оброблення різанням; хіміко-термічної обробки; викінчування механічного оброблення; складальних операцій вузлів і долота в цілому. Для цього необхідний обґрунтований вибір, як самих процесів так і обладнання для їх здійснення, а також комплекс заходів щодо поліпшення якості долота як кінцевого продукту долотного виробництва. Невід'ємною складовою такого вибору є комплексне врахування спеціально розроблених груп чинників [2-5] які включають оцінку експлуатаційних властивостей деталей долота, технічну спроможність реалізації даним виробництвом заданого рівня задач та економічну

оцінку доцільності нововведень. За таких умов можлива найбільш об'єктивна оцінка ефективності та конкурентоспроможності тришарошкових бурових доліт.

Виробництво деталей тришарошкових бурових доліт є багатоетапним технологічним процесом модифікації вихідних якостей заготовок у кінцеві експлуатаційні характеристики готових доліт. Така зміна властивостей і параметрів заготовок здійснюється в складі технологічних систем, до структури яких входять об'єкти модифікації (заготовки) і елементи, які здійснюють задану зміну властивостей технологічного процесу (інструмент, оснащення тощо) [2]. У свою чергу, кожна з деталей та їх поєднання мають визначене функціональне призначення. Оскільки функціональність окремих деталей долота визначають функціональність цілого долота, то всі характеристики і показники елементів долота повинні бути узгоджені відповідно до високого рівня якості.

Оскільки низка якісних показників деталей змінюється в процесі їх експлуатації споживачем, то таку якість необхідно розглядати як основу для початкових умов, для встановлення нових критеріїв якості [2]. Крім того, для повної інформації про умови відпрацювання доліт на базі долотного виробництва облаштовують дослідні станції з випробовування бурових доліт, створюють спільні із споживачами комісії щодо оцінки якості роботи доліт та ін. Інформація про сукупність експлуатаційних якостей поступає від споживача на долотне виробництво на основі чого створюються технічні вимоги до бурових доліт. При цьому конкретизація цілей виробництва деталей ускладнюється тим, що навіть долота однієї партії можуть експлуатуватися у різних умовах, відповідно формувати різні вимоги до показників якості. За таких умов, для забезпечення споживача долотами заданої якості, спадкові властивості доліт на кожному з етапів виробництва і експлуатації повинні бути узгоджені. Вони визначають ієрархію сукупності цілей і обмежень, а також номенклатуру показників для виготовлення бурових доліт [9]. Тому проектування технологічних процесів (ТП) доліт повинно ґрунтуватися на використанні максимально допустимого об'єму інформації про конкретні ТП виготовлення деталей та технології складання, умовах їх проведення і якісних вимог, що висуваються до їх результатів [2].

До основних параметрів ТП виготовлення бурових доліт відносять такі параметри ТП виготовлення лап, шарошок та інших складових деталей долота, які визначають експлуатаційні показники доліт і їх надійність. До них можна віднести:

- якість вихідних матеріалів;
- якість комплектуючих та покупних деталей;
- точність виконання кінцевих та складальних операцій при виготовленні лап, шарошок та долота у зібраному стані (формування нпельної частини долота);

– методи та засоби контролю якості що застосовуються при виготовленні доліт;

– точність, стабільність технологічних процесів механічного оброблення, термообробок та ін.

Вибір основних параметрів технологічних процесів що визначають якість та надійність тришарошкових бурових доліт (що визначають параметри ТП) здійснюють для:

– обґрунтування їх допустимих значень, виходячи із умов забезпечення заданої надійності і якості тришарошкового бурового долота;

– коригування системи контролю якості усіх процесів підготовки виробництва та виготовлення тришарошкових бурових доліт;

– вдосконалення технологічних процесів виготовлення бурових доліт;

– уточнення вимог до покупних деталей і матеріалів які необхідні для налагодження якісного виготовлення тришарошкових бурових доліт;

Встановлення параметрів ТП які визначають якість долота здійснюється на основі даних відпрацювання типових конструкцій доліт, або дослідних зразків у стендових та натурних умовах буріння. Це ефективно здійснювати на основі аналізу ступенево-логічної моделі відмов долота та за схемою, що подана на рис. 4. При цьому в результаті аналізу причин відмов попередньо визначаються вихідні параметри ТП виготовлення лап, шарошок та складальних одиниць (тіла кочення, втулки і шайби підшипників ковзання, п'яти, підп'ятники, твердосплавні вставки, деталі системи герметизації та ін.), порушення яких потенційно може спричинити втрату працездатності, відмову тришарошкового бурового долота.

Отже розроблений комплексний підхід, що включає ступенево-логічний аналіз для виявлення причин відмов долота за змінами параметрів технічного стану деталей і елементів долота, а також метод виявлення параметрів елементів технологічної системи. З цією метою обґрунтовано важливість:

– правильного вибору матеріалів за їх фізико-механічними властивостями, їх зміцнення до заданих експлуатаційних показників;

– забезпечення якісного рівня виконання процесів рішення конструкторсько-технологічних задач на етапах створення і виготовлення доліт;

– забезпечення якісного рівня і ефективності та досконалості конструкції доліт.

Це дозволяє системно підходити до вирішення проблеми забезпечення надійності та високої якості тришарошкових бурових доліт.

**Висновки.** У результаті досліджено характер пошкодження та основні причини низької довговічності елементів тришарошкових бурових доліт призначених для розбурювання особливо міцних гірських порід. Запропоновано структуру реалізації комплексного підходу у підвищенні довговічності таких доліт, а також схему виявлення параметрів елементів технологічної системи, які визначають якісні по-



Рисунок 4 – Схема виявлення параметрів елементів технологічної системи, які визначають якісні показники тришарошкових бурових доліт

казники тришарошкових бурових доліт. Застосовуючи ступенево-логічний аналіз для виявлення причин відмов долота досліджено характер взаємозв'язків між підконтрольними чинниками (фізико-механічні, технологічні, експлуатаційні властивості матеріалів долота; рівень досконалості конструкції долота; рівень досконалості технології виготовлення долота) та відмовами з позиції параметрів технічного стану елементів долота. Обґрунтовано ефективність застосування ступенево-логічних моделей для ефективного виявлення причин відмов доліт та розробки шляхів підвищення якості бурових доліт. Вдосконалено формалізоване представлення критеріїв, а саме умови для мінімального шляху та мінімального перерізу у ступенево-логічних моделях відмов доліт. Застосування такого підходу дозволяє мінімізувати час на прийняття об'єктивних і правильних рішень на стадіях проектування, конструювання та виготовлення тришарошкових бурових доліт, що загалом підвищує їх надійність.

Надалі перспективним є розробка комплексного підходу у оцінці технологічних операцій виготовлення тришарошкових бурових доліт з позицій критеріїв якості. Це повинно не тільки знизити собівартість вітчизняних тришарошкових бурових доліт, а й підвищити їх якісні показники та конкурентоздатність.

#### Література

1 Теоретичні основи обґрунтованого вибору критеріїв відмов і шляхів підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт / С. І. Крижанівський, Р. С. Яким, Л. Є. Шмандровський, Ю. Д. Петрина // Вісник Національного технічного університету України „Київський політехнічний інститут”. Машинобудування. – К.: КТУУ „КПІ”. – 2009. – Вип. 56. – С. 6 – 13.

2 Яким Р. С. Науково-практичні основи технології виготовлення тришарошкових бурових доліт та підвищення їх якості і ефективнос-

ті: монографія / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким. – Івано-Франківськ: Видання ІФНТУНГ, 2011. – 384 с.

3 Яким Р. С. Забезпечення якості тришарошкових бурових доліт на етапах їх життєвого циклу / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким // Прогресивні технології і системи машинобудування: міжнародний зб. наукових праць. – Донецьк: ДонНТУ, 2012. – Вип. 1,2 (43). – С. 338 – 342.

4 Яким Р. С. Науково-прикладні засади підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Яким Роман Степанович. – Івано-Франківськ, 2012. – 293 с.

5 Яким Р. С. Підвищення якісних показників тришарошкових бурових доліт з герметизованими опорами ковзання, вдосконаленням технології їх створення / Р.С.Яким, Ю.Д.Петрина, І.С.Яким // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2 (47). – С. 30–41.

6 Неупокоев В. Г. Вопросы теории и практики проектирования, производства и эксплуатации буровых шарошечных долот / Неупокоев В. Г. – Самара: Издательство Самарского научного центра Российской академии наук, 2000. – 376 с.

7 Долота шарошкові. Технічні умови (ГОСТ 20692-2003, ІДТ): ДСТУ ГОСТ 20692 : 2004 – [чинний з 2004-07-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2004. – 9 с. – (Національний стандарт України)

8 Specification for Rotary Drill Stem Elements (ISO 10424 – 1: 2004 (Identical)): ANSI/API Specification 7-1. – [Is valid march 2006]. – Washington: American Petroleum Institute, 2006. – 68 с. – (American National Standard).

9 Каинов Д. А. Проблемы построения критериев качества при производстве деталей / Д.А.Каинов // Вестник Национального технического университета Украины „Киевский политехнический институт“. Машиностроение – К.: НТУУ „КПИ“. – 2008. – Вып. 54. – С. 108 – 113.

10 Вероятностный анализ безопасности атомных станций / [Бегун В. В., Горбунов О. В., Каденко И. Н. и др.]. – К.: НТУУ КП, вид. фірма „Віпол“, 2000. – 568 с.

11 Яким Р. С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошкових бурових доліт: монографія / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина. – Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.

12 Создание и совершенствование шарошечных долот для строительства скважин на нефть и газ. / А.В.Торгашов, А.А.Логинов, В.И.Позняков [и др.]. // Нефтепромысловое машиностроение: обзорная информация. – Серия ХМ-3. – М.: Центральный институт научно-технической информации и технико-экономических исследований по химическому и нефтяному машиностроению (ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ), 1990. – 49 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
20.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Петриною Ю.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Кіндрацьким Б.І.**  
(Інститут інженерної механіки і транспорту  
НУ «Львівська політехніка», м. Львів)*

## ГЕНЕРАТОРИ КОЛИВАНЬ ТИСКУ ТА МЕХАНІЗМИ ВИНИКНЕННЯ ІМПУЛЬСНО-ХВИЛЬОВИХ ПРОЦЕСІВ У СВЕРДЛОВИННИХ УМОВАХ І МОЖЛИВІСТЬ ЇХ ПРАКТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ

Я. Я. Якимечко

ІФНТУНГ; 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727146,  
e-mail: JarykJJ@ukr.net

Наведено класифікацію генераторів гідродинамічних коливань тиску, представлено схеми будови генераторів різних модифікацій і принципи їх роботи, розглянуто механізм виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах та можливість їх практичного використання з метою інтенсифікації видобування високов'язких нафт.

Описано ефекти, які виникають у пористому середовищі продуктивних пластів внаслідок роботи генераторів ультразвукових коливань. Наголошується, що вони будуть ефективними лише тоді, коли інтенсивність коливань достатня і основним у цьому є розробка, випробування та впровадження потужних і довговічних генераторів акустичного поля. Наведено формули, за якими можуть бути розраховані такі параметри оцінки роботи генераторів, як частота коливань, доза ультразвуку, тиск у кавітаційній бульбашці тощо.

Встановлено, що у пульсаторах при визначених умовах під час руху робочої рідини можуть виникати кавітаційні процеси. У рідині і на поверхні твердого тіла у випадку, якщо тиск підтримується нижче деякого критичного тиску, що визначається фізичними властивостями і станом рідини, виникають бульбашки пари або парогазових сумішей, які лускають, потрапивши у зону з підвищеним тиском. Кавітація полягає в утворенні розривів суцільності на деяких ділянках потоку рухомої крапельної рідини. Розриви виникають у тих ділянках рухомого потоку, де у результаті перерозподілу тиску, зумовленого рухом рідини, відбувається значне місцеве зниження тиску.

Основні результати свідчать, що вплив кавітації на зменшення в'язкості важких вуглеводнів є істотним і тому, враховуючи ці обставини, необхідно удосконалити технологію видобування високов'язкої нафти, що у поєднанні з використанням дії пульсуючих потоків дозволить наблизити вирішення складної задачі з інтенсифікації видобутку високов'язкої нафти.

Ключові слова: класифікація генераторів, імпульсно-хвильові процеси, кавітаційні явища, параметри роботи генераторів, зниження в'язкості нафти, збільшення дебіту.

Приведена классификация генераторов гидродинамических колебаний давления, представлены схемы строения генераторов различных модификаций и принципы их работы, рассмотрен механизм возникновения импульсно-волновых процессов в скважинных условиях и возможность их практического использования в целях интенсификации добычи высоковязких нефтей.

Описаны эффекты, возникающие в пористой среде продуктивных пластов вследствие работы генераторов ультразвуковых колебаний. Отмечено, что они будут эффективными только тогда, когда интенсивность колебаний достаточна и основным в этом является разработка, испытание и внедрение мощных и долговечных генераторов акустического поля. Приведены формулы, по которым могут быть рассчитаны такие параметры оценки работы генераторов, как частота колебаний, доза ультразвука, давление в кавитационном пузыре и т.д.

Установлено, что в пульсатор при определенных условиях во время движения рабочей жидкости могут возникать кавитационные процессы. В жидкости и на поверхности твердого тела в случае, если давление поддерживается ниже некоторого критического давления, определяется физическими свойствами и состоянием жидкости, возникают пузырьки, пара или парогазовых смесей, которые целкают, попав в зону с повышенным давлением. Кавитация заключается в образовании разрывов сплошности на некоторых участках потока подвижной капельной жидкости. Разрывы возникают на участках подвижного потока, где в результате перераспределения давления, обусловленного движением жидкости, происходит значительное местное понижение давления.

Основные результаты свидетельствуют, что влияние кавитации на уменьшение вязкости тяжелых углеводородов является существенным и поэтому, учитывая эти обстоятельства, необходимо усовершенствовать технологию добычи высоковязкой нефти, что при сочетании с использованием действия пульсирующих потоков, позволит приблизить решение сложной задачи по интенсификации добычи высоковязкой нефти.

Ключевые слова: классификация генераторов, импульсно-волновые процессы, кавитационные явления, параметры работы генераторов, снижение вязкости нефти, увеличение дебита.

The article gives the classification of hydrodynamic pressure fluctuation generators, a diagram of the structure of generators of various modifications and the principles of their work, the mechanism of pulse-wave processes in downhole conditions and the possibility of their practical use in order to intensify the extraction of high-oil are also considered.

The effects that occur in the porous medium as a result of productive layers generators ultrasonic vibrations are described. It is admitted that they will be effective only when the intensity of fluctuations is sufficient and the key

point here is the development, testing and implementation of powerful and durable generators of acoustic field. The article contains the formulas which help calculate valuation parameters of the generator like the oscillation frequency, ultrasound dose, cavitation bubble pressure, etc.

It has been discovered that under certain conditions during the moving of working fluid cavitation processes may occur in the pulsator. In liquid and solid surface if pressure is maintained below a certain critical pressure and is defined by the physical properties and by the states of fluid, vapor, bubbles or gas-vapor mixture which burst in high pressure zone, are formed. Cavitation lies in the formation of breaks in continuity that take place in some areas of moving stream of drop liquid. Breaks happen in the areas of a moving stream, where redistribution of pressure caused by the fluid motion result in a considerable pressure decrease.

The main results show that the cavitation effect on reducing the viscosity of heavy hydrocarbons is essential and, therefore, it is necessary to improve the high-viscosity oil extraction technology combined with the use of action of pulsating flows, which will enable the advance in solving complex problems of intensification of high-viscosity oil.

Keywords: classification of generators, pulse-wave processes, cavitation parameters of generators, decreasing oil viscosity, flow rate increase..

## Вступ

Загально визнано, що високов'язкі нафти і бітуми будуть одним із важливих джерел вуглеводнів у 21 столітті. У деяких країнах вони вже зараз набувають важливого значення. Для інтенсифікації видобутку таких нафт використовують різні методи впливу на пласт. До них відносяться теплові, хімічні і фізичні. Кожний з них має свої переваги і недоліки [1].

Для підвищення видобутку високов'язких і високопарафіністих нафт ефективно використовують теплову дію, але цей метод потребує великої кількості теплової енергії та тривалого часу обробки пласта через його низьку теплопровідність.

Хімічна дія на пласт виявляється нерентабельною через високі ціни на хімреагенти та шкідливого їх впливу на навколишнє середовище.

Теплову та хімічну дію на пласт можна значною мірою замінити акустичною, яку можна локалізувати у обмеженому об'ємі, підбираючи як потужність, так і частоту дії, а також комбінацію різних частот.

## Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

У багатьох нафтовидобувних країнах світу ведуться активні дослідження і розробка нових технологій та техніки для видобування високов'язких нафт із застосуванням нових фізичних явищ та ефектів. Сургучовим М.Л., Кузнецовим О.Л., Сімкіним Е.М. виконано лабораторні та промислові дослідження для встановлення дії акустичних коливань та гідродинамічних імпульсних дій на привибійну зону генераторами коливань з метою інтенсифікації видобутку нафти та попередження відкладання парафіну [2]. Цією ж проблемою займалися і українські вчені Федоткін І.М. та Немчин А.Ф. [3].

Вирішенням багатьох задач щодо теоретичних основ і напрямків практичного використання пульсуючих пристроїв для інтенсифікації процесу нафтовіддачі пластів та руйнування порід при бурінні свердловин займалися академік РАН Ганієв Р. Ф., Гіматудінов Ш.К., Ібрагімов Л.Х., Іванников В.І., Яремійчук Р.С., Фем'як Я.М. та ін.

## Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Акустичні коливання викликають у насиченому пористому середовищі пульсуючі потоки, так звані звукові вітери. Відомий також сейсмoeлектричний ефект, пов'язаний з виникненням електричного потенціалу при поширенні у ньому пружної хвилі. Останнім часом виявлено термодинамічні ефекти, що виникають у пористому середовищі при дії на нього ультразвуком, до яких відносяться:

1) термоакустичний ефект, що виражається у зміні ефективної теплопровідності середовища в акустичному полі;

2) явище зміни тиску насичення, а також зміщення точки конденсації вуглеводневих систем у пористому середовищі під дією акустичного поля;

3) руйнування гідратних газів під дією тепла і ультразвуку.

Ці та інші ефекти при дії акустичних коливань на пласт можуть бути використані з метою інтенсифікації видобутку нафти. Вони є ефективними лише тоді, коли інтенсивність коливань достатня і основним у цьому є розробка, випробування та впровадження потужних і довговічних генераторів акустичного поля.

Дослідження свідчать про наступне:

а) важко досягти достатньої для ефективної дії на пласт інтенсивності магнітострикційних та електромагнітних випромінювачів через великі витрати енергії у довгих кабелях та технічні труднощі у виготовленні потужних генераторів, що можуть спускатися у зону пласта на існуючій у даний час елементній базі;

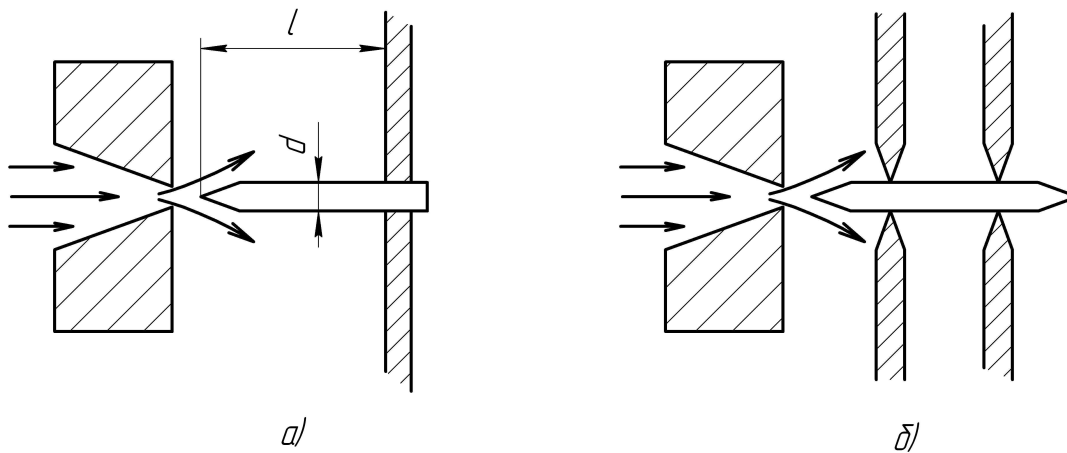
б) швидке руйнування і ненадійність у роботі акустичних сирен при великих зовнішніх тисках;

в) недовговічність і ненадійність роботи імпульсних електророзрядних генераторів;

г) неможливість створення кавітації і тим самим ефективної дії акустичного поля на привибійну зону при великих пластових тисках існуючими випромінювачами.

Ці недоліки частково можна обійти, використовуючи струминні генератори акустичного поля.

Для збудження коливань у рідині в цих пристроях частина кінетичної енергії струменю перетворюється в енергію коливань.



а) консольне кріплення пластин; б) двоточкове кріплення пластин

Рисунок 1 – Пластинчатий випромінювач

**Мета роботи**

Провести огляд існуючих генераторів коливань різних конструкцій і модифікацій та проаналізувати механізм виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах і визначити можливість їх практичного використання для інтенсифікації видобування високов'язких нафт.

**Класифікація генераторів та механізми виникнення пульсаційно-імпульсних коливань**

За принципом збудження коливань рухомим струменем генератори поділяються на:

- а) стержневі (пластинчасті);
- б) роторні (клапанні);
- в) вихрові (струминні) [4, 5, 6, 7];
- г) гідродинамічні.

Генератори служать для перетворення кінетичної енергії струменю в енергію пружних коливань. Генерація виникає внаслідок турбулентності струменю. Для розрахунку акустичного поля використовують теорію акустичної аналогії Лайтхилла, згідно з якою турбулентний потік розглядають як задане джерело звуку певної структури [18].

В розробці гідродинамічних генераторів застосовують емпіричний підхід.

**Стержневі випромінювачі.** До даної групи відносяться випромінювачі, в яких збудження коливань резонуючих елементів у вигляді пластин, стержнів або мембран викликається набігаючим струменем рідини [8]. У свою чергу коливання резонансних елементів створює акустичне поле у рідині.

Найбільш простим і поширеним є пластинчатий випромінювач з консольним або двоточковим кріпленням пластин (рис. 1).

Струмінь, що витікає з великою швидкістю із конусно-циклічного або щілинного сопла, потрапляє на вістря пластини, де проходить зрив струменю і де виникають вихрові пульсації. При співпаданні частоти пульсації струменю з власною резонансною частотою пластини, від неї у рідину відходять акустичні хвилі.

Орієнтовно оцінка параметрів таких випромінювачів може бути здійснена за формулами, де частота власних коливань струменю визначається як [8]:

$$f = \frac{nv}{2L}, \tag{1}$$

де  $n - 1, 2, 3 \dots$ ;  
 $v$  - швидкість струменю, м/с;  
 $L$  - віддаль від сопла до відбивача (пластини), м.

Основну частоту коливання пластини, закріпленої консольно, можна знайти за формулою

$$f = 0,163 \frac{d}{l^2} \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \tag{2}$$

де  $d$  - товщина пластини, м;  
 $l$  - довжина пластини, м;  
 $E$  - модуль Юнга, Н/м<sup>2</sup>;  
 $\rho$  - густина матеріалу пластини, кг/м<sup>3</sup>.

При кріпленні пластини у двох вузлових точках віддаль між вузлами приймається рівною  $0,55l$ , де  $l$  - довжина всієї пластини. Основну частоту її коливання визначають за формулою:

$$f = 10^4 \frac{x^2}{2\pi} (1 - \gamma)^2 \frac{\tau}{\left(\frac{l}{2}\right)^2} \left(\frac{E}{3\rho}\right)^{\frac{1}{2}}, \tag{3}$$

де  $x$  - безрозмірний коефіцієнт;

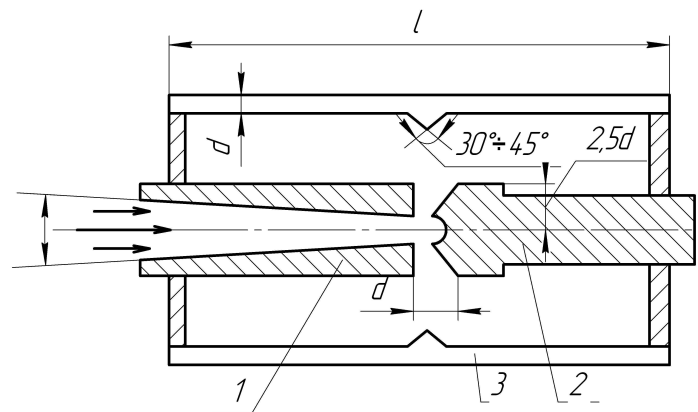
$$\gamma = \frac{2a}{1 - 2a};$$

$a$  - довжина заточування, м;  
 $\tau$  - час тривалості процесу, с.

Більшу інтенсивність акустичного поля можна одержати за допомогою багатостержневого випромінювача (рис. 2).

Частота власних коливань стержнів, що закріплені з двох сторін, дорівнює

$$f = 1,03 \frac{d}{l^2} \left(\frac{E}{\rho}\right). \tag{4}$$



1 – сопло; 2 – відбивач струменю; 3 – стержні

Рисунок 2 – Багатостержневий випромінювач

Недоліком генераторів з резонансними пластинами (стержнями) є швидкий вихід з ладу резонуючих елементів у результаті дії динамічних навантажень, близьких до границі міцності металу та кавітаційної ерозії, вістря пластини.

**Роторні випромінювачі.** Роторні випромінювачі ґрунтуються на принципі почергового закриття і відкриття проходу для струменю, внаслідок чого виникає циклічне підвищення і пониження тиску у рідині, що сприяє створенню акустичного поля.

Роторний випромінювач складається з ротора і статора, кожен з яких може складатися з одного або декількох коаксіально розташованих циліндрів з прорізами або отворами. При обертанні ротора відбувається почергове співпадання або неспівпадання прорізів ротора і статора, внаслідок чого в оточуючій рідині виникають пульсації тиску. Найбільше поширення дістали роторні випромінювачі, у статорі і роторі яких прорізи мають прямокутну форму. Частота пульсації залежить від числа прорізів  $N$  і числа обертів ротора  $n$

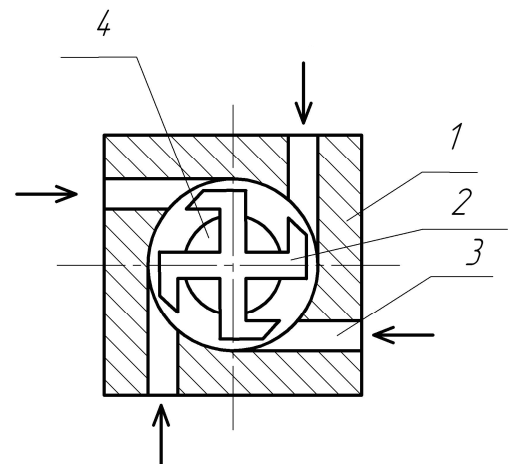
$$f = Nn. \quad (5)$$

Під час роботи роторного випромінювача у середині ротора значно понижується тиск, що можна використати для створення замкнених потоків з метою багаторазової обробки рідкої фази.

Крім роторних випромінювачів з приводом ротора ззовні, відомий генератор, приводом якого є потік рідини (рис. 3).

При подачі струменю через вхідні тангенціальні канали, ротор приходить в обертання і перекриває канали, перед каналами тиск зростає, а на вихідному отворі падає, але ротор, повертаючись, по інерції відкриває вхідні канали, тиск перед ними падає і зростає на вихідному отворі. Таким чином, у потоці рідини створюються коливання, частота яких залежить від швидкості обертання та кількості вхідних каналів.

Недоліком роторних генераторів є швидка кавітаційна ерозія країв вхідних отворів на статорі та поверхні ротора, тому що у цих місцях

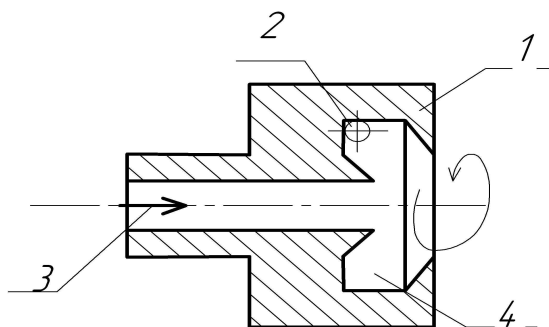


1 – статор; 2 – ротор; 3 – вхідний тангенціальний канал; 4 – вихідний отвір

Рисунок 3 – Генератор з гідравлічним приводом

виникає інтенсивна кавітація. Ці генератори не використовують там, де необхідно одержувати велику інтенсивність акустичного поля впродовж тривалого часу, наприклад, при видобуванні нафти.

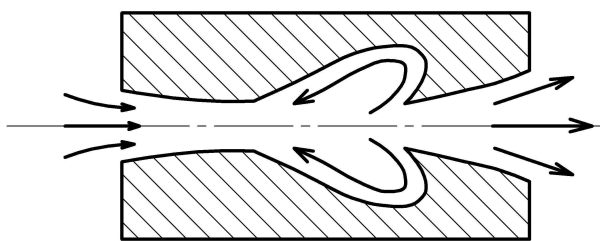
**Вихрові генератори.** Принцип дії вихрових генераторів ґрунтується на зміні напрямку потоку або на взаємодії двох струменів між собою. Одну з таких конструкцій зображено на рис. 4. Генерація коливань визначається нестійкістю обертального струменю, а також при зриві обертального потоку із зрізу вихідного конусу. Струмінь рідини входить через тангенціальний отвір і здійснює обертаний рух у камері завихрення, виходячи з неї і через звужений вихідний отвір збільшує обертаний рух і зривається з гострих країв вихідного отвору. При цьому виникають пульсації вихідного потоку. Для їх підсилення через центральний отвір подається струмінь, величину якого можна регулювати. Недоліком такого генератора є низький коефіцієнт корисної дії і зрив генерації при збільшенні різниці тисків на вході та виході більше, ніж  $5 \cdot 10^5$  Па.



1 – корпус; 2 – вхідний тангенціальний отвір;  
3 – додатковий центральний вхід;  
4 – камера завихрення

**Рисунок 4 – Вихровий генератор**

**Гідродинамічні випромінювачі.** Гідродинамічний випромінювач генерує коливання в рідині за рахунок кінетичної енергії струменю (рис. 5). Для цього вхідна течія ділиться на дві частини, які, повертаючись у циліндричних камерах, взаємодіють з основною течією до її розділу, внаслідок чого виникають коливання тиску у вихідному струмені, при цьому генерується широкий спектр частот.



**Рисунок 5 – Гідродинамічний випромінювач з циліндричними камерами**

Низькочастотну складову можна визначити за формулою:

$$f = \frac{v}{2\pi R} \text{ або } f = \frac{Q}{2\pi RS}, \quad (6)$$

де  $v$  - швидкість струменю на вході у циліндричній камері, м/с;

$R$  - радіус камер, м;

$Q$  - витрата рідини, м<sup>3</sup>/с;

$S$  - площа поперечного перерізу струменю на вході у циліндричній камері, м<sup>2</sup>.

Акустичні коливання викликають у насиченому пористому середовищі пульсуючі потоки, так званий звуковий вітер, відомий також сейсмоелектричний ефект у насиченому пористому середовищі, пов'язаний з виникненням електричного потенціалу при поширенні у ньому пружної хвилі. Останнім часом виявлено термодинамічні ефекти, що виникають у пористому середовищі при дії на нього ультразвуку, до яких відносяться:

а) термоакустичний ефект, що виражається у зміні ефективної теплопровідності середовища в акустичному полі;

б) явище зміни тиску насичення, а також зміщення точки конденсації вуглеводневих си-

стем у пористому середовищі під дією акустичного поля;

в) руйнування гідратних газів під дією тепла і ультразвуку.

Ці та інші ефекти при дії акустичних коливань на високов'язку нафту можуть бути використані з метою інтенсифікації видобування нафти. Вони є ефективними лише тоді, коли інтенсивність коливань достатня і основним у цьому є розробка, випробування і впровадження потужних і довговічних генераторів акустичного імпульсного поля, тому перспективними у цьому напрямку є гідродинамічні випромінювачі.

Ефективність цих методів часто залежить від комплексу одночасної дії не одного, а декількох факторів, які кожний зокрема не дають бажаного ефекту. Тому ефективність акустичних коливань стає високою при одночасному температурному впливі і циклічній зміні тиску. Відомо, що дія ультразвуку призводить до зменшення в'язкості нафти. Цей ефект посилюється у міру інтенсивності ультразвуку і часу озвучення нафти, тобто залежить від фізичної дози ультразвуку. Фізичну дозу ультразвуку можна виразити такою залежністю

$$D = \frac{IS\tau}{V}, \quad (7)$$

де  $I$  - інтенсивність ультразвуку, Вт·сек/м<sup>2</sup>;

$S$  - площа, яка озвучується, м<sup>2</sup>;

$\tau$  - час опромінення, с;

$V$  - об'єм опроміненої нафти, м<sup>3</sup>.

На рис. 6 наведено експериментальні криві для трьох різних взірців нафти [2]. На осі ординат нанесено значення фізичної дози у Вт·сек/м<sup>2</sup>, а на осі абсцис – значення коефіцієнта в'язкості нафти в умовних одиницях (при шкалі приладу у 100 одиниць).

Найбільш різке зниження в'язкості при озвученні ультразвуком спостерігається у нафті III, яка вміщує максимальну кількість смоли і парафіну. Значно менше змінюється в'язкість нафти I, яка вміщує 0,1 % парафіну і 6% смоли. Таким чином, склад нафти є основним показником, від якого залежить зниження в'язкості під дією ультразвуку, що є причиною зменшення в'язкості нафти в ультразвуковому полі.

Як свідчать дослідження [2], нафта, особливо парафініста, сильно поглинає ультразвук. У результаті цього нафта нагрівається, що, у свою чергу, призводить до зменшення її в'язкості. На користь термічної дії ультразвуку на зниження в'язкості нафти говорить той факт, що через 5-6 годин після озвучення в'язкість нафти знову збільшується.

Однак, із рис. 6 і 7 видно, що температурні зміни в'язкості і зміни в'язкості під дією ультразвуку неоднакові. Це дає основу для висновку про те, що на зменшення в'язкості впливає не тільки температура, але й інші фактори.

Високов'язка нафта не володіє в'язкістю, яка підпорядковується законам Ньютона, Пуазейля, Стокса, оскільки довгі неупорядковані розміщені молекули парафіну і смоли утворюють деяку гнучку решітку, у якій розміщується

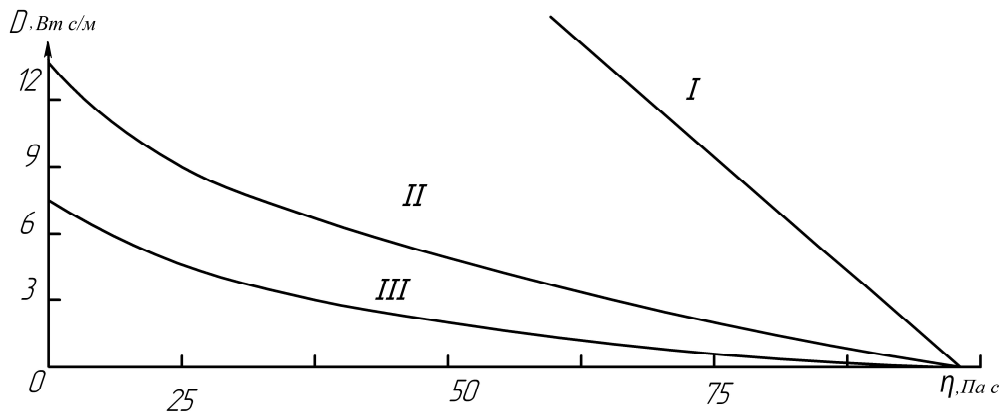
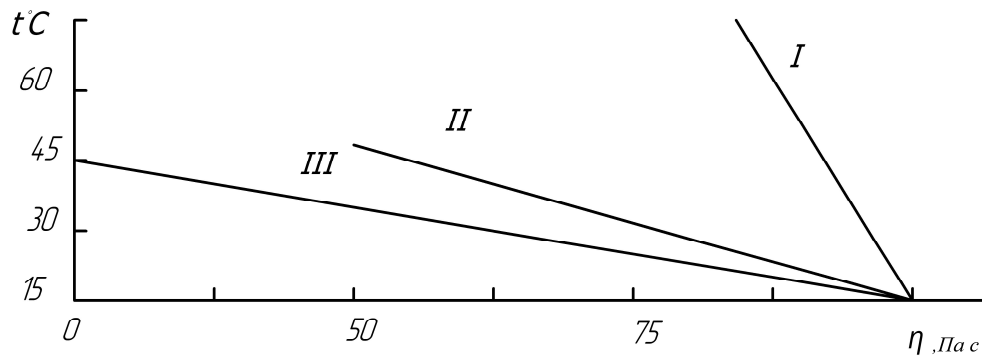
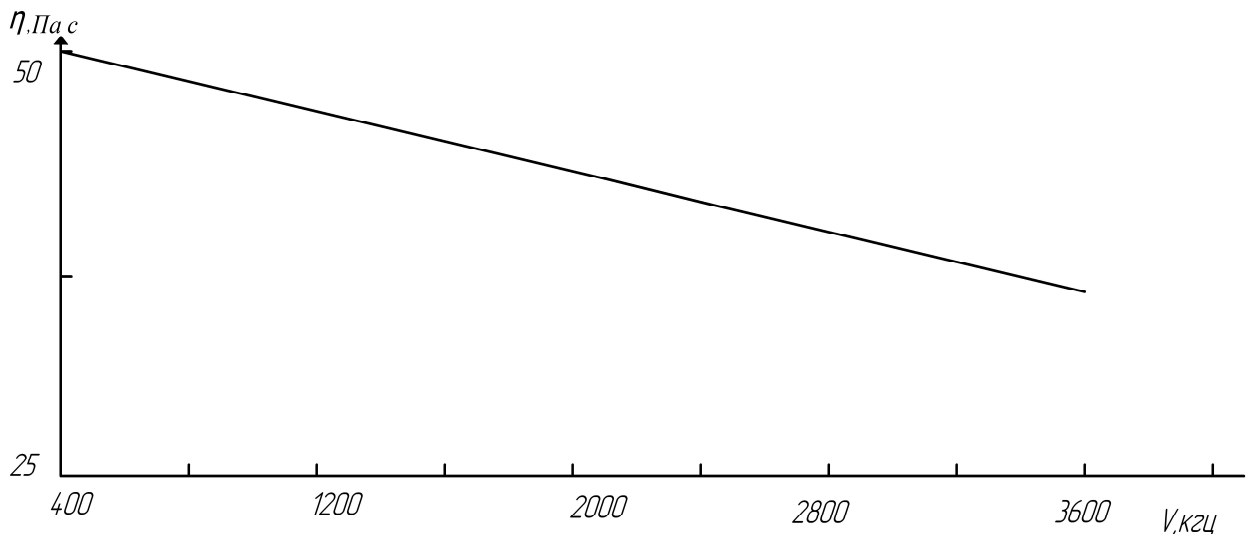
Рисунок 6 – Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості нафти від дози ультразвуку  $D$ 

Рисунок 7 – Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості нафти від температури

Рисунок 8 – Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості нафти від частоти ультразвуку ( $D - \text{const}$ )

розчин. Тому система проявляє значний опір силам зсуву. Ультразвук розриває безперервний ланцюжок, руйнуючи зв'язки між окремими частинками молекул. Зв'язки ці порівняно слабкі, тому необхідний незначний вплив ультразвукових хвиль. Після зупинки опромінення молекули парафіну і смоли повільно відновлюють початкову систему, завдяки неупорядкованому броунівському руху, тобто під дією ультразвуку відбувається руйнування структурної решітки, причому ця решітка відновлюється після зупинення дії ультразвуку протягом певного часу [7]. Таким чином, ультразвук

впливає на зміну структурної в'язкості, тобто на тимчасовий розрив ван-дер-ваальсових зв'язків.

Аналіз досліджень свідчить, що під дією ультразвуку великої інтенсивності впродовж довгого часу озвучення порушуються С-С зв'язки у молекулах парафіну, внаслідок чого відбувається зміна фізико-хімічного складу (зменшення молекулярної ваги, температури кристалізації та інше).

Опромінення нафти ультразвуком різної частоти при постійній дозі описується залежністю, яка зображена на рис. 8.

В одному із патентів США [8] розглянутий спосіб і пристрій акустичного стимулювання свердловини, де у обсадну колону вводять звуковий генератор гвинтового типу і вільно підвішують його у зоні пласта. До генератора подають вниз по обсадній колоні рідину для генерації енергії звукових коливань, внаслідок чого у зоні генератора створюється гідростатичний напір. Регулюють швидкість подачі рідини у генератор для одержання коливань з наперед заданою частотою, а також підтримання гідростатичного напору в області генератора з метою передачі звукової енергії високого рівня від генератора у пласт через рідину. Продовжують вводити рідину у генератор, поки пласт не стане проникливим про що буде свідчити значне зменшення гідростатичного напору.

Для зменшення в'язкості нафти застосовують вихрові акустичні випромінювачі [9]. Вихровий акустичний випромінювач складається з циліндричної камери з симетрично розміщеними тангенціальними отворами для подачі рідини. При проходженні потоку у камеру через тангенціальні отвори випромінювача утворюється вихровий потік акустичних коливань. Одним із видів акустичних випромінювачів (рис. 9) є камера, в якій розміщений ротор 1 з лопатями 2 за числом тангенціальних отворів 3,

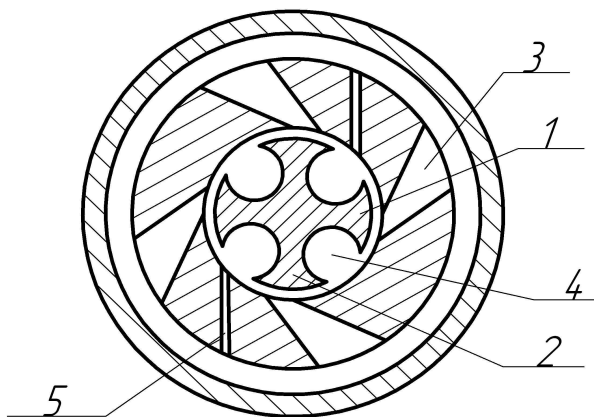


Рисунок 9 – Випромінювач акустичний

причому простір між лопатями 4 має у поперечному сеченні ротора кругову форму.

Додаткові тангенціальні отвори 5 служать для запуску випромінювача. При подачі рідини через тангенціальні отвори 3 ротор починає крутитися. Крім руху робочої рідини з частотою руху ротора відбувається утворення вихорів у міжлопатевих просторах ротора, які мають кругову форму. Ці вихори взаємодіють один з одним на виході випромінювача, у результаті чого утворюється додаткова компонента коливань.

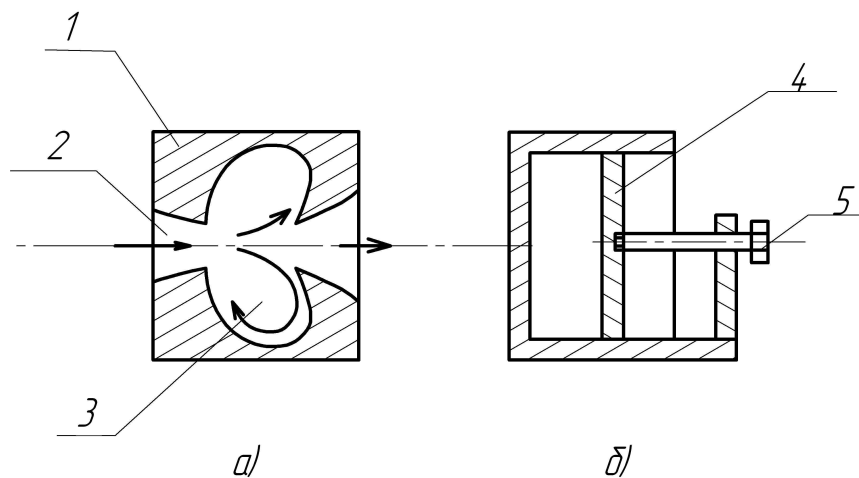
Існують вихрові генератори з використанням вихрового потоку [10]. Вихрові генератори мають дві вихрові камери з гострими кромками. Для можливості регулювання потужності випромінювання при постійній частоті коливань застосовують генератор [11] (рис. 10), який укомплектований пластиною, що має форму каналу, і камерами у повздовжньому сеченні. Пластину встановлено у корпусі з можливістю переміщення у поперечному напрямку відносно осі.

Вихровий генератор складається з корпусу 1 з центральним каналом 2 і двох вихрових циліндричних камер 3, які утворюють з профілем каналу гострі і тупі кромки. У середині корпусу 1 розміщено пластину 4, яка рухається за допомогою гвинта 5.

Потік робочої рідини входить у канал 2, частина потоку захоплюється гострими кромками і попадає у вихрові циліндричні камери 3, де ця частина потоку обертаючись, викликає коливання основного потоку, який проходить через канал 2. У результаті цього на виході каналу 2 виникають коливання звукової частоти.

Частота коливань залежить від діаметру вихрових циліндричних камер і швидкості потоку, а потужність визначається витратою рідини через наскрізний канал. Змінюючи величину прохідного сечення шляхом переміщення пластини 4 паралельно самій собі, можна регулювати потужність генератора без зміни частоти коливань.

Таке виконання генератора дає змогу, не перериваючи технологічного процесу, прово-



а – генератор у повздовжньому розрізі; б – генератор у поперечному розрізі

Рисунок 10 – Вихровий генератор

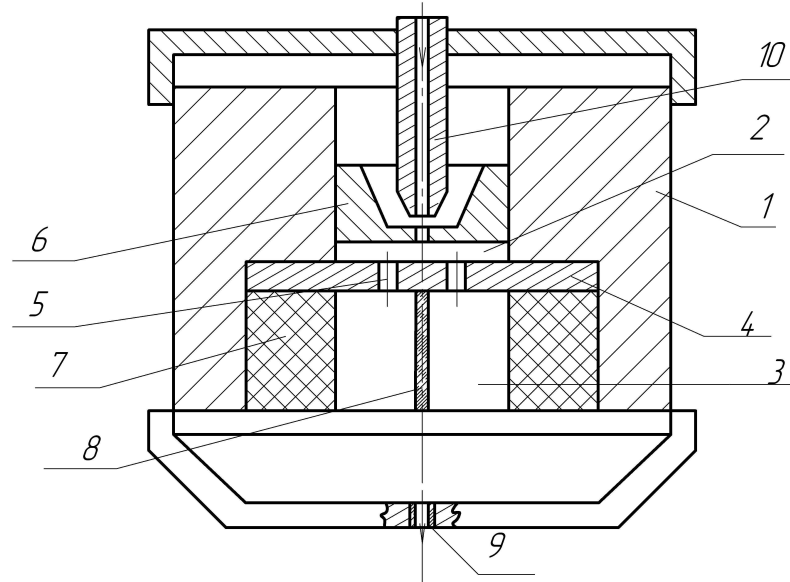


Рисунок 11 – Гідродинамічний випромінювач

дити високоякісну обробку рідини, незалежно від величини напору струменю.

Розглянемо ультразвуковий гідродинамічний випромінювач [12] (рис. 11), який складається з корпусу 1, в якому розміщено основну вихрову камеру 3.

Ці дві камери розділені перегородкою 4 з отворами 5. У верхній частині вихрової камери розміщено вкладиш 6. У середині магнітної камери розміщено магніт 7 з феромагнітним стежнем 8. У нижній частині корпусу знаходиться сопло 9, а у верхній частині – ежектор 10.

Робоча рідина поступає під тиском в ежектор 10, де ежегується. У вихровій камері 2 проходить ультразвукова обробка потоку, який рухаючись через перегородку 4 з отворами 5 у магнітну камеру 3 попадає під магнітні силові лінії і кільцевого магніту 7. Оброблена рідина виходить через сопло 9.

Для зменшення в'язкості високов'язких нафт застосовують різного виду свердловинні гідравлічні вібратори. Один із таких вібраторів [13] встановлюється у середній частині інтервалу перфорації. При закачуванні рідини у насосно-компресорні труби муфта з кулею переміщується вниз вздовж вікон, стискаючи пружину. У момент відкриття вікон корпусу на вибої свердловини створюється різке збільшення тиску – відбувається гідравлічний удар на привибійну зону. Після вирівнювання тисків під дією пружини муфта з кулею переміщується вверх і вікна корпусу закриваються.

#### Характеристика кавітаційно-хвильових процесів, які створюються пульсуючими пристроями

У пульсаторах за визначених умов під час руху робочої рідини можуть виникати кавітаційні процеси. У рідині і на поверхні твердого тіла у випадку, якщо тиск підтримується нижче деякого критичного тиску, що визначається фізичними властивостями і станом рідини, виникають бульбашки пари або парогазових сумі-

шей, які лускають, потрапивши у зону з підвищеним тиском.

Кавітація полягає в утворенні розривів щільності на деяких ділянках потоку рухомої крапельної рідини. Розриви виникають у тих ділянках рухомого потоку, де у результаті перерозподілу тиску, зумовленого рухом рідини, відбувається значне місцеве зниження тиску.

Явище кавітації характеризується виникненням у нерозривному рідинному середовищі дрібних парогазових бульбашок, об'єм яких швидко зростає у міру збільшення швидкості потоку руху рідини і відповідного зниження тиску.

За характером потоку рідини і походженням розрізняють: гідродинамічну кавітацію, яка має місце у потоці рідини при обтіканні нерухомої перепони (стороннього тіла); вібраційну (ультразвукову) кавітацію, яка виникає у результаті збудження інтенсивних коливань у рідині; вихрову, яка виникає внаслідок інтенсивного завихрення рідини [14]. У першому і другому випадках у місцях розрідження, під якими розуміють негативні тиски, проходить розрив щільності рухомої рідини з утворенням порожнин у вигляді бульбашок або каверн, які заповнені газом або парами оточуючої рідини. При переході бульбашок (каверн) у зону позитивного тиску вони лускають і створюють мікрогідравлічні удари в оточуюче середовище. У цьому полягає одна з версій руйнівної дії кавітації на тверді поверхні, які знаходяться поблизу.

Релей вираховував швидкість скорочення кавітаційної бульбашки [15]:

$$v = \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{P_0}{\rho} \cdot \left[ \left( \frac{r_0}{r} \right)^3 - 1 \right]}, \quad (8)$$

де  $P_0$  - гідростатичний тиск, Па;

$\rho$  - густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$r_0$  - початковий (максимальний) радіус бульбашки, м;

$r$  - радіус бульбашки у фіксований момент, м.

Дана формула була отримана при наступних припущеннях: рідина – не стискується, її в'язкістю можна знехтувати, у рідині відсутні розчинені гази.

Розрахунки при таких ідеальних умовах свідчать про те, що поблизу лускаючої бульбашки у рідині можуть виникати тиски, які дорівнюють сотні МПа [15].

За Релеєм час повного лускання кавітаційної бульбашки можна визначити з рівняння [15]:

$$t_n = 0.915 \cdot r_0 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{P}}, \quad (9)$$

де  $r_0$  - максимальний радіус кавітаційної бульбашки, м;

$P$  - гідростатичний тиск стовпа рідини, Па.

Для реальних умов бульбашки, яка заповнена газом, можна розрахувати максимальну температуру ( $T_{\max}$ ) і максимальний тиск ( $P_{\max}$ ) [8], які відповідно виникають у момент її лускання:

$$T_{\max} = T_0 \cdot \left[ \frac{P_m \cdot (\gamma - 1)}{P} \right], \quad (10)$$

$$P_{\max} = P \cdot \left[ \frac{P_m \cdot (\gamma - 1)}{P} \right], \quad (11)$$

де  $T_0$  - температура середовища, °С;

$\gamma$  - співвідношення питомих теплоємностей газової (або парогазової) суміші;

$P$  - тиск у кавітаційній бульбашці при її максимальному розмірі (звичайно припускають, що він дорівнює тиску насиченої пари рідини), Па. Зокрема, для бульбашки, що містить азот ( $\gamma = 1,33$ ), у воді при 293 К значення  $T_{\max}$  і  $P_{\max}$  складають відповідно 4200 К і 9,75 МПа.

Сьогодні нема єдиної класифікації і термінології з кавітаційних явищ які виникають у різних пристроях. Це пов'язано з тим, що ступінь розвитку кавітації є відносно загальним поняттям. Через це бажано використовувати класифікацію кавітаційних потоків, запропоновану у роботі [16], за якою гідродинамічна кавітація поділяється на рухома, приєднану і вихрову.

До рухомої відносять кавітацію, при якій у рідині виникають окремі нестационарні каверни і бульбашки, що рухаються разом з нею, після чого лускають при входженні у зону підвищеного тиску. Такі нестационарні каверни виникають як на стінці, так і в об'ємі рідини у рухомих вихорах і за високого рівня турбулентності.

Зокрема, приєднаною кавітацією називається кавітація з відривом потоку рідини від твердої границі обтікаючого тіла або стінки каналу з утворенням порожнини або каверни на твердій границі. На відміну від рухомої таку кавітацію називають також поверхневою, маючи на увазі розміщення кавітаційних порожнин відносно стінки, вздовж якої рухається потік

рідини [17]. Нерухома (осіла або приєднана) порожнина є стійкою тільки у квазістационарному режимі. Її межа має інколи вигляд поверхні інтенсивної киплячої турбулізованої рідини. В інших випадках поверхня розмежування між рідиною і великою порожниною може бути гладкою і прозорою (режим струминного обтікання). У рідині біля поверхні приєднаної бульбашки достатньо великих розмірів спостерігається велика кількість дрібних рухомих нестационарних бульбашок. Ці дрібні бульбашки швидко ростуть до максимальних розмірів на початку кавітаційної зони і не змінюються до моменту свого лускання.

Інколи спостерігаються коливання, при яких приєднана кавітаційна бульбашка спочатку росте, після чого лускає за рахунок захоплення її рідиною і наступного заповнення бульбашки з кінця зони кавітації. Максимальна довжина приєднаної порожнини залежить від сили тиску. Кавітаційна порожнина може закінчуватися у точці приєднання основного потоку рідини до поверхні тіла на деякій відстані від передньої кромки порожнини – часткова кавітаційна порожнина, яка може простягатися далеко за межі обтікаючого рідиною тіла. В останньому випадку кавітацію називають суперкавітацією, а кавітаційну порожнину – суперпорожниною. Принципова відмінність суперкавітаційного потоку полягає у тому, що його характеристики залишаються стабільними, але втрачає енергію при цьому збільшуються.

Багаточисленні експериментальні дані вказують на те, що при наявності газу збільшується тиск початку кавітації, полегшуючи момент її виникнення і прискорюючи її розвиток. Наприклад, деякі експерименти [18] щодо впливу загального вмісту повітря у рідині на виникнення і розвиток кавітації у трубці Вентурі показали наступне. Підвищення вмісту повітря не тільки прискорює виникнення кавітації, але й призводить до якісних змін її розвитку. Якщо в експериментах із звичайною водопровідною водою кавітація з'являється у вигляді кільцеподібної кавітаційної зони, що поширюється у міру розвитку вздовж і у середину (до осі) потоку руху рідини, то при підвищеному вмісті повітря у воді кавітаційна зона виникала у середині потоку, у районі максимальних швидкостей, і збільшувалась у об'ємі, наближаючись у міру розвитку до стінки, вздовж якої рухається потік рідини.

Розмірковуючи про вплив газу на виникнення і розвиток кавітації, слід розрізняти розчинений і вільний газ. Зародження газової фази у рідинах являє собою процес, пов'язаний зі значними перетвореннями у властивостях і структурі будови газорідинних систем, а також з багаточисленними відхиленнями від стабільних умов виділення газу, які супроводжують зниження тиску у суміші поблизу тиску насичення її газом, інтенсивність яких особливо велика з урахуванням метастабільного стану газорідинних розчинів. При цьому міцність рідини і результати формування газової фази у газорідинних системах виступають функцією

багатьох факторів, пов'язаних як зі складом та фізико-хімічними властивостями сумішей, так і з термобаричними показниками і динамікою зниження тиску у середовищі.

На виникнення і розвиток кавітації суттєво впливає вільний газ, який присутній у рідині у вигляді нерозчинних бульбашок. З цієї причини фактична міцність реальних багатокомпонентних газорідних систем у деяких випадках є на декілька порядків нижчою за розрахункові значення реально-міцнісних характеристик рідин.

За даними досліджень [18] у результаті лускання кавітаційних бульбашок з'являється можливість утворення потужних мікропотоків, подібних до кумулятивних струменів. Виникнення мікроструменів у результаті лускання кавітаційних бульбашок викликається відхиленням поверхні бульбашки від сферичної форми. Зародження кавітаційних бульбашок проходить не окремо, а у взаємодії з іншими бульбашками на малих відстанях. У деяких випадках, коли стінки бульбашок розташовані близько одна до одної, а також внаслідок наявності високих градієнтів тиску, відбувається загальне спотворення форми бульбашок і їх сплюскування. У потужних ультразвукових полях вихровий рух рідини створює розтягуючі напруження, які сприяють викривленню поверхні бульбашки, утворенню заглиблень і западин.

На кінцевому етапі лускання кавітаційної бульбашки рідина у вигляді мікроструменів потрапляє у заглиблення і пронизує бульбашку з великою швидкістю (від сотні до декількох тисяч м/с). Ударна дія мікроструменів призводить до руйнування поверхні тіл, які знаходяться на даний момент у зоні лускання кавітаційних бульбашок.

Це підтверджується і роботою Плессета і Чапмена [19], які досліджували вплив стійкості кавітаційної бульбашки поблизу твердої стінки. Розв'язок рівняння потенційного руху ідеальної нестискуваної рідини показав, що відбувається спотворення сферичної форми бульбашки, при лусканні якої утворюється струмінь рідини, направлений у бік твердої стінки.

Умова виникнення парової кавітації, якщо не враховувати вплив розчиненого у робочому агенті газу, визначається параметром динамічної подібності (число кавітації) [20–23]:

$$K = \frac{P_0 - P_{н.н}}{\rho v_0^2 / 2} > 1, \quad (12)$$

де  $P_0$  - гідростатичний тиск у деякій точці потоку рідини, Па;

$P_{н.н}$  - тиск насиченої пари у рідині, Па;

$\rho$  - густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$v_0$  - швидкість потоку рідини при постійному  $P_0$ , м/с.

Чим менша величина  $K$  при постійному  $P_{н.н}$ , тим більше зниження тиску допустиме у системі до початку кавітації.

Із залежності (1.12) випливає, що при течії рідини у насадках і зміні режимів так, щоб  $K$

було більше, менше або рівне 1, можна створювати різні режими течії рідини: від безкавітаційного до кавітаційного потоку з розвинутою кавітацією. Число кавітації являє собою відношення повного (абсолютного) тиску, за якого відбувається лускання бульбашки, до швидкісного напору потоку рідини.

Число кавітації  $K$  є мірою просторової густини потенціальної енергії, яка накопичується кавітаційними бульбашками у певному об'ємі рідини. З досліджень числа кавітації у локальній зоні, які проводилися за допомогою покадрового оброблення результатів швидкісної кінозйомки зони кавітації випливає, що при перевищенні амплітудою акустичного тиску свого граничного значення число кавітації досягає значень, близьких до одиниці [24]. При цьому у фазі максимального розширення практично уся кавітаційна зона, що розглядається, заповнена кавітаційними бульбашками, які витіснили капілярну рідину. Зростання гідродинамічних імпульсів тиску призводить до зменшення кількості бульбашок при збільшенні їх розмірів, тому число кавітації майже не змінюється.

Немає єдиної думки серед вчених про причини суттєвих відмінностей щодо міцності одних й тих самих рідин [25, 26]. У згаданих роботах відображено залежність міцності рідин від кількості розчиненого у них газу і висунуто гіпотезу про існування у рідинах центрів пониженої міцності у вигляді стабільно існуючих зародкових бульбашок, тобто ядер кавітації. Джерелом виникнення бульбашок є газ, замкнений у тріщинах твердої фази, де бульбашка може мати негативну кривизну, що сприяє її зберіганню при високих тисках. Проведені дослідження свідчать, що парова (газова) фаза може зберігатися не тільки у тріщинах і западинах на твердій поверхні. Вона може зберігатися також і в об'ємі рідини, яка покрита твердими і колоїдними частинками, що утворюють оболонки, які перешкоджають зменшенню і розчавлюванню бульбашок гідростатичним тиском. За цією причиною, мабуть, у багатьох випадках зона тисків, в якій нафтогазові суміші можуть існувати у метастабільному стані, є малою, або при наявності негативної кривизни вільний газ може існувати у середовищі при тисках, які істотно перевищують тиск насичення нафти газом. Це означає, що в умовах нафтових свердловин за рахунок присутності багатьох рідких, газових і твердих компонентів у свердловинній продукції початок виділення газової фази при зниженні тиску можна оцінити без урахування переходу середовища у метастабільний стан за звичайними значеннями тиску насичення газом робочої рідини.

Утворення зародкових бульбашок за рахунок натягу [27] у рідині, який створюється вільними вихорами у звуковому полі, а також вихорами, що виникають за будь-яких механічних збудженнях рідини. При цьому бульбашки газової фази виникають не у мікрозонах низького тиску при прямому розтягуванні у процесі механічного збудження рідинного середовища, а у локалізованих зонах низького тиску,

пов'язаних з вихорами і турбулентністю рідини. У роботі [27] зазначено, що якщо знехтувати гідростатичним напором стовпа рідини, тоді тиск у будь-якій точці прямолінійного вільного вихору можна визначити за таким співвідношенням [27]:

$$P = -\frac{\Gamma^2 \rho}{8\pi^2 r} + \frac{2\sigma}{r}, \quad (13)$$

де  $P$  - різниця тисків для рідини, що знаходиться у стані спокою і розглядуваної точки вихору, Па;

$\Gamma$  - параметр, який враховує процес циркуляції рідини;

$\rho$  - густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\vec{r}$  - радіус-вектор розглядуваного вихору, м;

$r$  - радіус бульбашки, м;

$\sigma$  - поверхневий натяг, Н/м.

Як видно з виразу (1.13), зменшення поверхневого натягу рідини на границі з паром (газом) може бути одним з способів зниження міцності рідини. За гіпотезою Гібса виникнення зародку газової фази проходить за рахунок теплового хаотичного руху молекул. Але це твердження є суперечливим, оскільки сьогодні прийнято вважати, що у будь-якому рідинному середовищі за рахунок теплового руху молекул виникають так звані локальні згущення і розрідження рідинного середовища, тобто флуктуації густини, які набувають надалі статистичного характеру. У роботі [28] сказано, що при наявності твердих границь розділення фаз у процесі утворення бульбашок пари у рідині термодинамічний потенціал змінюється за законом [28]:

$$\Delta\Phi = \pi\sigma \left( -\frac{2r^2}{3r_0} + r^2 \right) (2 + 3\cos\Theta - \cos^3\Theta), \quad (14)$$

де  $\sigma$  - поверхневий натяг на межі з паром, Н/м;

$r$  - радіус бульбашки, м;

$r_0$  - критичний радіус зародку (радіус, який відповідає метастабільному стану з максимумом термодинамічного потенціалу), м;

$\Theta$  - кут змочування.

З (1.14) випливає, що вагомий вплив на процес виникнення парогазової фази у рідинному середовищі має ступінь його змочування. В об'ємі рідини ( $\Theta = 0$ ) ймовірність утворення зародку за рахунок флуктуацій є меншою, ніж на твердій поверхні розділу. При зміні кута змочування  $\Theta$  від 0 до 90° нарощування потенціалу зменшується у 2 рази.

Природа виникнення кавітації при обробці привибійної зони свердловини самозакипаючими адіабатними потоками може бути віднесена до вихрової, вібраційної, приєднаної і рухомої. Парова фаза при цьому виникає під час проходження робочої рідини через насадку. Згідно експериментальних даних, які наводяться у роботі [29], під час протікання води у режимі самозакипаючого потоку через насадки діаметром 3 – 5 мм при відповідних швидкостях потоку коефіцієнт метастабільності скла-

дає біля 0,7. Це означає, що на виході з насадки у потоці міститься біля 30 % диспергованої парової фази, яка і викликає кавітацію.

Кермін, Мак Грев і Паркін [30] таким чином описують кавітацію. Досягнувши відповідного статичного тиску (або швидкості потоку) у носовому краю тіла у районі мінімуму тиску стає виразно видимою межа, від якої переміщуються кавітаційні бульбашки. Цей тип кавітації автори назвали "макроскопічною". Найбільш важливою властивістю мікроскопічних бульбашок є їх нерухомість щодо поверхні тіла. Мікроскопічна бульбашка порівняно поволі росте у фіксованій точці поверхні. Досягнувши розміру, приблизно рівного товщині витіснення, вона зноситься потоком. Услід за цим у цій же точці поверхні починає розвиватися наступна бульбашка. Можна прийняти, що точки поверхні, в яких виникають нерухомі мікроскопічні бульбашки, є найдрібніші тріщини. Такі тріщини містять газове ядро, яке росте при пониженому тиску унаслідок дифузії і мають здатність живити послідовний ряд породжуваних ними газових бульбашок мікрокавітації (модель газового ядра кавітації Гарвея).

На процес виникнення і розвитку кавітації також істотно впливають фізико-хімічні і термодинамічні властивості рідини, такі, як в'язкість, тиск насиченої пари, крутизна залежності тиску насиченої пари від температури, поверхневий натяг, кількість розчиненого і вільного газу.

Проте, ступінь впливу кожного з вказаних чинників різна, про свідчать дослідження та досвід експлуатації [31-36] різного устаткування. Низку чинників залежно від умов роботи устаткування можна вважати другорядною і не брати до уваги для практичних оцінок.

Модифікований взірець гідродинамічного кавітатора було використано для очищення фільтрів у нафтових свердловинах в Омані. У результаті проведених робіт на двох свердловинах поточний дебіт збільшився у 2,5 рази порівняно з початковим. Перші випробування кавітаторів для руйнування парафіногідратних пробок у ліфтовій колоні було проведено у нафтових свердловинах Уренгойського родовища (Росія). У свердловині № 6467 суцільну пробку в інтервалі 180–285 м було пройдено з використанням кавітатора КВШ-38 за 8 годин (13 м/год). У свердловині № 6464 аналогічну пробку довжиною 450 м пройдено за 20 годин (22,5 м/год).

Для досягнення необхідних технологічних результатів створюють умови для зародження штучної кавітації [37-39], яку можна отримати, вдуваючи повітря або інший газ в область розрідження за обтікаючим тілом. Тому важливими чинниками, що характеризують штучну кавітацію, є кількість газу, необхідна для утворення і підтримки каверни, і сила опору кавітуючого тіла (кавітатора).

Лускання кавітаційних бульбашок супроводжується утворенням мікроструменів, діаметри, яких можуть бути у межах 5-200 мкм, і набувати швидкості у межах від 50 до 1500 м/с,

тиск у точках лускання може бути  $(1-1,5) \cdot 10^3$  МПа.

Інтенсифікація технологічних процесів відбувається завдяки накладанню полів мікрівихорів кавітацій великої інтенсивності на звичайний процес мікрівихорового потоку.

### Висновки

3. Приведено аналіз механізму виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах і їх практичного використання виявлено наступне:

1. Існуючі способи експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами малоефективні, оскільки при підніманні нафти на денну поверхню у зв'язку зі зменшенням її температури зростає її в'язкість, що призводить до значних втрат тиску як у привибійній зоні пласта, так і у стовбурі свердловини. Це суттєво знижує продуктивність свердловин, які експлуатують горизонти з високов'язкою нафтою.

2. Відомі імпульсно-хвильові методи не знайшли широкого застосування через високу енерговитратність.

3. До цього часу ще недостатньо вивчені аспекти впливу гідродинамічних пульсацій і створювані ними фізичні поля на зниження в'язкості нафти.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішити наступні задачі:

- провести теоретичні дослідження явищ, які відбуваються під час проходження закрученого потоку робочої рідини через гідродинамічний кавітатор;

- визначити вплив ступеня закручування на стійкість структури потоку, що обертається;

- провести термодинамічний аналіз процесу кавітації у закрученому потоці і отримати аналітичні залежності. Це дасть змогу визначити яка частина кінетичної енергії, що підводиться до струминного апарата, витрачається на роботу насоса і подолання тертя, а яка частина енергії витрачається на приріст внутрішньої теплоти нафти.

4. Перелічені ефекти потребують додаткових досліджень. Основні результати свідчать, що вплив кавітації на зменшення в'язкості важких вуглеводнів є істотним і тому, враховуючи ці обставини, необхідно удосконалити технологію і конструкцію струминного насоса. Це дасть змогу у поєднанні з використанням дії пульсуючих потоків наблизити вирішення складної задачі з інтенсифікації видобутку високов'язкої нафти.

### Література

1 Якимечко Я.Я. Інтенсифікація видобування важких нафт зниженням їх в'язкості за допомогою гідродинамічного кавітатора [Текст] / Я.Я. Якимечко, Р.С. Яремійчук, Т.Р. Шандровський, О.Ю. Витязь, Я.М. Фем'як // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 6. – С. 24-26.

2 Сургучев М. Л. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты [Текст] / М. Л. Сургучев, О. Л. Кузнецов, Э. М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 185 с.

3 Федоткин И. М. Исследование кавитации в технологических процессах [Текст] / И. М. Федоткин, А. Ф. Немчин. – К.: Вища школа, 1984. – 175 с.

4 Фридман В. М. Ультразвуковая химическая аппаратура [Текст] / Фридман В.М. – М.: Машиностроение. – 1967. – 300 с.

5 Ультразвуковая технология [Текст] / Под ред. Б.А. Аграната. – М.: Металлургия, 1974. – 505 с.

6 Основы физики и техники ультразвука. [Текст] : учеб, пособие / Б. А. Агранат, М. Н. Дубровин, Н.Н. Хавский, Г.И. Эскин. – М.: Высшая школа, 1987. – 352 с.

7 Вахитов Г.Г. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов [Текст]/ Г.Г. Вахитов, Э.М. Симкин. - М.: Недра, 1985. – 231 с.

8 United States Patent 4,702,315, Int. Cl. E 21B 43/25. Method and apparatus for sonically stimulating oil wells to increase the production thereof / Albert G. Bodine.; appl. № 900,587; filed: Aug. 26, 1986; date of Patent: Oct. 27, 1987.

9 А.с. 479498 СССР, МКИ В 06b 1/18. Вихревой акустический излучатель [Текст] / О.Е. Цок, Я.Д. Климишин (СССР). – 1884638/18-10; заявл. 20.02.73; опубл. 05.08.75, Бюл. № 29.

10 United States Patent 3,911,858, Int. Cl. F15C 1/16; B06B 3/00; G10K 10/00. Vortex acoustic oscillator / R. Wendell Goodwin.; Assignee: United Technologies Corporation, Hartford, Conn. – appl. № 4756090 ; filed: May 31, 1974; date of Patent: Oct. 14, 1975.

11 А.с. 645713 СССР, МКИ В 06 В 1/20. Вихревой генератор [Текст] / Я.Д. Климишин, А.И. Михельман (СССР). - 2495488/18-28; заявл. 01.06.77; опубл. 05.02.79, Бюл. № 5.

12. А.с. 354903 СССР, МКИ В 06b 1/18. Ультразвуковой гидродинамический излучатель [Текст] / А.А. Байшулаков, В.Г. Варламов, Д.Г. Ефремушкин, Г.П. Коновалов, Ю.В. Малахов, М.А. Соколов (СССР). – 1450089/18-10; заявл. 18.06.1970; опубл. 16.10.1972, Бюл. № 31.

13 А.с. 817219 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Гидравлический вибратор [Текст] / И.Ф. Гайденко, В.В. Калашнев, Б.З. Сергеев, Р.Г. Ходжаев, Е.В. Демиденко, И.Я. Марченко (СССР). – 2635839/22-03; заявл. 29.06.78; опубл. 30.03.81, Бюл. №12.

14 Труды ЦАГИ [Текст]. Рассмотрено акт МК № 4/54с от 01. 11. 1958 г.

15 Rayleigh. On pressure developed in a liquid during the collapse of a spherical cavity. Phil. Mag. 34, 94 (1917).

16 Иванников В.И. Кавитация и возможности ее применения при бурении, освоении и эксплуатации скважин [Текст] / В.И. Иванников, И.В. Иванников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 12. – С. 5 – 11.

- 17 Перник А.Д. Проблемы кавитации / Перник А.Д. – Л.: Судостроение, 1966. – 439 с.
- 18 Яремійчук Р.С. Руйнування гірських порід при кавітаційному бурінні свердловин [Текст] / Р.С. Яремійчук, Я.М. Фем'як, Я.Я. Якимечко // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ “Секція ГНПФ та ФНГП”. – Івано-Франківськ, 1999. – С. 111–112.
- 19 Plesset M., Chapman R. Collapse of an initially spherical vapor cavity in the neighbourhood of solid boundary / M. Plesset, R. Chapman. – J. Fluid Mechanics, 1971, 47,2. – p. 238 – 290.
- 20 Ибрагимов Л.Х. Теория и практика применения затопленных скоростных турбулентных струй и вскипающих адиабатных потоков для воздействия на призабойные зоны скважин [Текст] / Л.Х. Ибрагимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 112 с.
- 21 Паневник О.В. Дослідження кавітаційних характеристик струминних свердловинних апаратів [Текст] / О.В. Паневник, Р.С. Яремійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин. – Вип. 32. – Івано-Франківськ. – 1995. – С. 80 – 85.
- 26 Паневник О.В. Використання ежекційно-хвильових процесів для ліквідації ускладнень при бурінні [Текст] / О.В. Паневник, Р.С. Яремійчук, А.Г. Чернобыльский. – Київ: Українська книга, 1998. – 211 с.
- 27 Гогиш Л.В. Отрывные и кавитационные течения [Текст] / Л.В. Гогиш, Г.Ю. Степанов. – М.: Наука, 1979. – 536 с.
- 28 Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика [Текст] / Г.Н. Абрамович. – М.: Наука, 1969. – 824 с.
- 29 Белоцерковский С.М. Моделирование турбулентных струй и следов на основе метода дискретных вихрей [Текст] / С.М. Белоцерковский, А.С. Гиневский. – М.: Физматлит, 1995. – 368 с.
- 30 Гиневский А.С. Теория турбулентных струй и следов [Текст] / Гиневский А.С. – М.: Машиностроение, 1969. – 400 с.
- 31 Антонов А.Н. Пульсации давления при струйных и отрывных течениях [Текст] / Антонов А.Н., Купцов В.М., Комаров В.В. – М.: Машиностроение, 1990. – 272 с.
- 32 Kermeen R.W., Mac Graw Y.T., Parkin B.R. Mechanism of Cavitation Inception and the Related Scale Effects Problem / Kermeen R.W., Mac Graw Y.T., Parkin B.R., Transactions of the ASME, 77, 1955.
- 33 Зарембо Л.К. Введение в нелинейную акустику [Текст] / Л.К. Зарембо, В.А. Красильников. – М., 1966. – 519 с.
- 34 Леонов Е.Г. Гидромеханика в бурении [Текст] / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
- 35 Ландау Л.Д. Гидродинамика [Текст] / Л.Д. Ландау, Е.М. Лившиц. – М.: Наука, 1986. – 733 с.
- 36 Дин Р. Образование пузырей [Текст] / Вопросы физики кипения / Дин Р. – М.: Мир, 1964. – 188 с.
- 37 Несик Е.И. Кипение жидкости [Текст] / Несик Е.И. – М.: Наука, 1978. – 154 с.
- 38 Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей [Текст] / Френкель Я.И. – М. - Л.: Издательство АН СССР (Сб. избр. тр / т.3), 1959. – 359 с.
- 39 Рахматулин Ш.И. Кавитация в гидравлических системах магистральных нефтепроводов [Текст] / Рахматулин Ш.И. – М.: Недра, 1986. – 123 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
03.11.14

Рекомендована до друку  
професором **Кондратом Р.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Хомінцем З.Д.**  
(ТзОВ «ЕМПП-Сервіс», м. Івано-Франківськ)

## МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, СПРИЧИНЕНИХ ЗУПИНКАМИ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

С.Я. Григорський, М.Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 727139,  
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

*За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено методику розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу. Методика дає можливість прогнозувати зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу на першому та завершальному етапі перехідного процесу.*

*Виконано апробацію методики та індивідуальної комп'ютерної програми шляхом прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи одного із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Фактичні та розраховані за програмою режимні параметри роботи магістрального нафтопроводу відрізняються не більше, як на 3 %.*

*Розроблено технологічні карти оптимальних режимів роботи нафтопроводу за умови їх безпечності щодо реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.*

**Ключові слова:** неусталений гідродинамічний процес, хвиля підвищеного тиску, швидкість поширення хвилі тиску, коефіцієнт затухання хвилі тиску, стрибкоподібне підвищення тиску.

*По результатам теоретических и экспериментальных исследований разработана методика расчета гидродинамических процессов, вызванных остановками насосных агрегатов НПС магистрального нефтепровода. Методика дает возможность прогнозировать изменения давления на входе и выходе НПС, а также в произвольной точке трассы нефтепровода на первом и завершающем этапе переходного процесса.*

*Выполнена апробация методики и компьютерной программы путем прогнозирования пропускной способности, режимных и энергетических параметров работы одного из отечественных магистральных нефтепроводов. Фактические и рассчитанные по программе режимные параметры работы магистрального нефтепровода отличаются не больше, чем на 3 %.*

*Разработаны технологические карты оптимальных режимов работы нефтепровода при условии их безопасности относительно реализации переходных процессов, вызванных остановками насосных агрегатов.*

**Ключевые слова:** неустановившийся гидродинамический процесс, волна повышенного давления, скорость возрастания амплитуды волны повышенного давления, коэффициент затухания волны давления, скачкообразное повышение давления.

*Methods for calculation of hydrodynamic processes caused by stops of OPS pumping units of oil trunk pipeline were developed in accordance with the results of the theoretical and experimental studies. The methods provide a possibility to predict changes of pressure at the OPS inlet and outlet and in any point of the pipeline at the first and final stage of the transition process.*

*Approval of the methods and computer program was performed by predicting transmission capacity, operational and energy parameters of one of the domestic oil pipelines. The actual and calculated by the program operational parameters of the trunk oil pipeline differ by not more than 3%.*

*Process flow diagrams of optimal oil pipeline operation modes were developed provided that they are safe for carrying out of transition processes caused by stops of pumping units.*

**Key words:** unstable hydrodynamic process, increased pressure wave, pressure wave propagation velocity, pressure wave attenuation coefficient, abrupt pressure increase.

Експлуатація магістральних нафтопроводів передбачає зупинки як окремих насосних агрегатів, так і нафтоперекачувальних станцій (НПС) в цілому. Окрім планових зупинок, зумовлених необхідністю зміни обсягу перекачування нафти, мають місце аварійні зупинки, зумовлені спрацюванням систем технологічного захисту НПС і трубопроводу.

Зупинки насосних агрегатів спричиняють перехідні процеси, які супроводжуються значними змінами тиску на вході і виході НПС, а також по трасі нафтопроводу.

Для забезпечення безпечної та надійної експлуатації нафтопроводу необхідно розробити методику прогнозування параметрів гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Існуючі методики прогнозування параметрів перехідних процесів базується на використанні залежностей, що можуть бути застосовані лише за реалізації в нафтопроводах прямих гідравлічних ударів [1-3]. У процесі зупинки одного чи кількох насосів, зазвичай, не відбувається повної зупинки перекачування. Гідродинаміка такого процесу специфічна, складна для математичного моделювання, пов'язана із характеристиками насосного обладнання НПС магістральних нафтопроводів і тому вимагає окремих досліджень.

У роботах [4, 5] наведено результати експериментальних та теоретичних досліджень закономірностей зміни режимних параметрів експлуатації одного із вітчизняних нафтопроводів під час реалізації перехідних процесів,

спричинених зупинками як окремих насосних агрегатів, так і НПС в цілому. Одержані графічні та аналітичні залежності зміни у часі тиску нафти на вході НПС, на виході НПС, а також у будь-якій точці траси нафтопроводу. Виявлено, що величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС і відповідного зниження тиску на виході НПС на 3-20 % менша за половину величини тиску, який створювали зупинені насоси у момент відключення. Встановлено, що у міру просування хвилі підвищеного тиску трасою нафтопроводу амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску зменшується за експоненціальним законом. При цьому для кожного режиму експлуатації нафтопроводу, для кожної зміни схеми роботи насосів коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску має своє значення. Величина зазначеного коефіцієнта залежить від режимних параметрів роботи нафтопроводу до зупинки, а саме: від витрати нафти у нафтопроводі та значення числа Рейнольдса.

Результати досліджень, наведені у роботах [4,5] стали основою для розроблення методики розрахунку гідродинаміки перехідних процесів у магістральних нафтопроводах за зупинок насосних агрегатів.

**Мета і задачі досліджень.** Метою роботи є розроблення методики прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинкою насосних агрегатів на НПС магістральних нафтопроводів.

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

1) прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів за ustalених режимів експлуатації нафтопроводу;

2) прогнозування зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу за першого етапу перехідного процесу;

3) прогнозування зміни тиску у нафтопроводі за завершального етапу перехідного процесу.

**Об'єкт дослідження** – вітчизняні магістральні нафтопроводи.

**Предмет дослідження** – неусталені гідродинамічні процеси, що виникають при зупинках насосних агрегатів.

**Методи дослідження** – математичне моделювання закономірностей гідродинамічних перехідних процесів у нафтопроводах за допомогою комп'ютерних технологій.

Як свідчать результати досліджень [2, 3], для прогнозування параметрів перехідних процесів у нафтопроводі у разі зупинки насосних агрегатів необхідно мати такі дані:

- температуру транспортованої нафти, що дає змогу визначити її розрахункову густину і в'язкість;

- пропускну здатність нафтопроводу до зупинки за певної схеми роботи насосних агрегатів і лінійної частини, заданих технологічних

обмежень тиску та розрахункових значень фізичних властивостей нафти;

- тиск і ККД кожного працюючого насоса, тиск на вході та виході кожної проміжної НПС до початку перехідного процесу;

- величину стрибкоподібного підвищення тиску у будь-якій точці траси нафтопроводу та на вході в попередню (за рухом потоку нафти) НПС;

- пропускну здатність нафтопроводу після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів;

- тиск і ККД кожного працюючого насоса, тиск на вході та виході кожної проміжної НПС після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів.

Першим кроком прогнозування параметрів перехідних процесів, що спричинені зупинками насосних агрегатів, є визначення пропускної здатності та режиму роботи НПС нафтопроводу до зміни схеми роботи насосів. При цьому визначається витрата нафти в трубопроводі та тиск, що створювали насосні агрегати до зупинки.

Визначення пропускної здатності нафтопроводу за конкретних умов експлуатації є одним із основних технологічних розрахунків. Кожен варіант роботи нафтопроводу характеризується певною пропускну здатністю і певними енерговитратами на транспортування нафти.

Пропускну здатністю нафтопроводу будемо вважати максимальну кількість нафти, яка може бути транспортована трубопроводом за певних фізичних властивостей нафти для конкретної схеми роботи насосів та нафтоперекачувальних станцій, для конкретної схеми роботи лінійної частини з урахуванням технологічних обмежень тиску на вході та виході НПС.

Пропускна здатність нафтопроводу (експлуатаційної ділянки) визначається із рівняння балансу створених насосами тисків та загальних гідравлічних втрат тиску в трубопроводі з врахуванням профілю траси і технологічних обмежень тиску на вході та на виході НПС.

У роботах [6,7] запропоновано методику розрахунку пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів за реалізації будь-якого варіанта роботи магістрального нафтопроводу довільної конфігурації.

Комплект вихідних даних для розрахунку режимних та енергетичних параметрів ustalеної роботи нафтопроводу довільної структури включає:

- розрахункову густину нафти;  
- розрахункову кінематичну в'язкість нафти;  
- кількість перегонів між НПС (кількість НПС);

- внутрішній діаметр ділянок трубопроводу (для трубопроводу складної структури еквівалентний діаметр);

- загальну довжину нафтопроводу;  
- довжину ділянок нафтопроводу;  
- різницю геодезичних позначок кінця і початку ділянок;

- технологічно необхідний тиск нафти в кінцевому пункті нафтопроводу;
- мінімально допустимий тиск нафти на вході кожної НПС (уставка САР);
- максимально допустимий тиск нафти в трубопроводі (після регуляторів тиску НПС, уставка САР);
- абсолютну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні труби;
- кількість магістральних насосів, які працюють на кожній НПС;
- масив коефіцієнтів математичних моделей напірних характеристик підпірного та магістральних насосів;
- масив фактичних (паспортних) даних для одержання коефіцієнтів математичних моделей, що описують залежність ККД кожного насоса від його подачі;
- перше наближення витрати нафти в трубопроводі.

Методика визначення пропускної здатності нафтопроводу складається з блоку розрахунку лінійної частини, блоку розрахунку режиму роботи НПС та рівнянь, що регламентують спільну роботу НПС і прилеглих ділянок нафтопроводу. Пропускні здатності нафтопроводу довільної конфігурації визначають методом ітерацій за витратою нафти. Після визначення пропускної здатності нафтопроводу обчислюють енергетичні витрати на реалізацію конкретного варіанта його роботи. Для характеристики енерговитратності транспортування нафти за реалізації будь-якого варіанта роботи нафтопроводу знаходять питомі витрати електроенергії за формулою

$$H_e = \frac{N}{Q_{год} \rho L}, \quad \frac{\text{кВт}}{\text{тис.т} \cdot \text{км}} \quad (1)$$

де  $N$  - потужність, спожита насосними агрегатами;

$Q_{год}$  - годинна витрата нафти у нафтопроводі;

$\rho$  - густина нафти за умов перекачування;  
 $L$  - довжина нафтопроводу.

Методика розрахунку нафтопроводу за усталених режимів експлуатації реалізована нами у комп'ютерній програмі RozPr, що створена у середовищі Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Excel. Програма дає змогу виконати розрахунок пропускної здатності протяжного нафтопроводу з будь-якою кількістю НПС. Результати розрахунків виводяться у вигляді технологічних карт режимів експлуатації нафтопроводу.

Виконано апробацію методики і комп'ютерної програми шляхом прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи одного із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Одержані результати порівнювались із фактичними даними пропускної здатності та інших режимних параметрів, одержаними під час промислових експериментів (див. таблицю 1). Із таблиці 1 випливає, що фактичні і розраховані за програмою RozPr режимні параметри роботи магістрального нафтопроводу різняться не більше, як

на 3 %. Це не перевищує точності розрахункових формул і свідчить про можливість застосування запропонованої методики для прогнозування гідродинамічних параметрів нафтопроводу за усталених режимів роботи.

За програмою RozPr виконано розрахунок пропускної здатності нафтопроводу "Дружба" для всіх можливих схем роботи насосів. Серед усіх розрахованих кілька тисяч режимів роботи нафтопроводу за допомогою критерію - формули (1) вибрано оптимальні режими, які у певному діапазоні продуктивності відповідають мінімальним питомим витратам електроенергії на транспортування нафти.

Технологічна карта режиму роботи магістрального нафтопроводу за певної схеми роботи насосних агрегатів і конкретних сезонних умов перекачування дає можливість сформувати вихідні дані для розрахунку перехідних процесів, спричинених зупинкою будь-якого насосного агрегату.

Нехай реалізується довільний варіант роботи нафтопроводу за конкретних сезонних умов перекачування і певної схеми роботи насосів на НПС. Витрата нафти в нафтопроводі буде дорівнювати пропускній здатності системи  $Q_{год}$ .

У певний момент часу за будь-якої причини зупинилися один чи кілька послідовно працюючих насосів на будь-якій проміжній  $j$ -ій НПС нафтопроводу. Із технологічної карти режимів роботи знаходять тиск на вході  $j$ -ої НПС за усталеного режиму до зупинки насосів  $P_{ex_j}$ .

Тиск нафти на вході даної НПС стрибкоподібно підвищується на величину

$$\Delta P_{ex_j} = 0,5k_p P_0, \quad (2)$$

де  $k_p$  - емпіричний коефіцієнт зменшення амплітуди стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС при зупинках насосних агрегатів, який ураховує гідравлічні опори вхідних комунікацій НПС;

$P_0$  - тиск нафти, який створювали зупинені насоси до відключення за витрати  $Q_{год}$  відповідно до технологічної карти роботи нафтопроводу.

Після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході даної НПС буде становити

$$P_{ex_{nc_j}} = P_{ex_j} + \Delta P_{ex_j}, \quad (3)$$

Визначають значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів. Залежно від кількості одночасно зупинених на НПС насосів знаходять числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску (1/км) залежно від витрати нафти ( $\text{м}^3/\text{год}$ ) і числа Рейнольдса [5]:

- у випадку зупинки одного насосного агрегату

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{год}^{0,724}}{\text{Re}^{0,15}}; \quad (4)$$

Таблиця 1 – Порівняння фактичної та розрахованої за програмою RozPr годинної витрати нафти у магістральному нафтопроводі

№ досліджу	Дата реалізації	Схема роботи насосів	Фактична годинна витрата, м <sup>3</sup> /год	Теоретична годинна витрата, м <sup>3</sup> /год	Відносна похибка, %
1	10.08.12	2п,1,2-3-2,3-2	2132	2142	0,47
2	08.07.12	2п,2-3-4-2	1800	1753	-2,61
3	25.04.12	1п,2-3-3-1	1689	1659	-1,78
4	23.04.12	1п,1,2-3-2,3-3	2096	2090	-0,29
5	25.02.12	2п,1,3-3-1,3-3	2042	2080	1,86
6	21.08.13	1п,1,2-1,3-1,2-1,2	2437	2438	0,04
7	18.09.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2430	2416	-0,58
8	26.04.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2370	2364	-0,25
9	15.02.13	1п,2-3-1-1	1634	1616	-1,10
10	09.08.13	1п,1,2-1,3-2,4-1,2	2472	2446	-1,05
11	26.08.13	1п,1,2-2-2,3-2	2145	2137	-0,37
12	23.08.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2435	2427	-0,33
13	20.06.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2448	2431	-0,69
14	07.06.13	1п,1,2-1,3-1,3-1,2	2454	2433	-0,86
15	26.07.13	1п,1,2-1,3-3,4-1,2	2455	2448	-0,29
16	11.07.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2459	2448	-0,45
17	08.07.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2459	2450	-0,37
18	27.04.13	1п,1,2-3-2,3-2	2073	2071	-0,10
19	06.04.13	2п,1,2-1,3-2,3-1,2	2327	2308	-0,82
20	04.04.13	1п,2-2-3-1	1598	1597	-0,06
21	16.03.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2310	2292	-0,78
22	09.02.13	1п,2-3-4-1	1654	1677	1,39
23	08.02.13	1п,2-3-4-1	1651	1626	-1,51
24	11.09.13	1п,1,2-1,3-2,4-1,2	2460	2432	-1,14
25	29.08.13	1п,2-2-3-1	1710	1715	0,29
26	19.08.13	1п,1,2-3-2,3-2	2125	2136	0,52
27	13.09.13	1п,1-2-ТР-ТР	1255	1247	-0,64
28	23.05.13	1п,2-ТР-3-ТР	1170	1130	-3,42
29	18.06.13	1п,1,2-2-2,3-2	2150	2135	-0,70
30	11.07.13	1п,1,2-3-2,3-2	2175	2157	-0,83
31	18.03.13	1п,1,2-3-2,3-1	1969	1987	0,91
32	09.03.13	1п,1,2-3-2,3-1	1982	1981	-0,05
33	25.02.12	2п,1,3-1,3-1,3-1,2	2330	2354	1,03
34	18.01.12	2п,1,3-3-1,3-3	2083	2121	1,82
35	18.07.13	1п,1,2-3-2,3-2	2161	2158	-0,14

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 2,85 \cdot 10^{-6} \frac{Q_{200}^{1,375}}{Re^{0,20}}; \quad (5)$$

- у випадку зупинки трьох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 5,12 \cdot 10^{-5} \frac{Q_{200}^{0,856}}{Re^{0,117}}. \quad (6)$$

Формули (4)-(6) одержані за умов перекачування нафти вітчизняними нафтопроводами (номінальний діаметр трубопроводу 700 мм, швидкість поширення звуку 1110 м/с).

Із технологічної карти режиму роботи нафтопроводу визначають тиск на виході попередньої (за рухом потоку нафти) НПС за усталеного режиму до зупинки  $P_{вих\ j-1}$ . Обчислюють

величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС

$$\Delta P_{вих\ j-1} = \Delta P_{ex\ j} \exp(-K_3 l_0), \quad (7)$$

де  $l_0$  - відстань по трасі між попередньою НПС і насосною станцією, де відбулася зупинка насосів.

Тиск нафти на виході попередньої НПС після стрибкоподібного підвищення дорівнює

$$\Delta P_{вх\ nc\ j-1} = P_{вх\ j-1} + \Delta P_{вх\ j-1}. \quad (8)$$

Одержане значення порівнюють із максимально допустимим із умов міцності трубопроводу значенням  $P_{max\ j}$ .

Для розрахунку останнього етапу перехідного процесу за програмою RozPr визначають пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри нафтопроводу для усталеного режиму роботи із новою схемою роботи насосів. Із технологічної карти знаходять тиск нафти на виході попередньої НПС для нового усталеного режиму роботи  $P_{вх\ nз\ j}$ .

Прогнозують відносно повільне підвищення тиску на виході попередньої НПС під час завершення перехідного процесу

$$P_{вх\ j}(t) = P_{вх\ nc\ j} + (P_{вх\ nз\ j} - P_{вх\ nc\ j})[1 - \exp(-\mu t)], \quad (9)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт математичної моделі,

$$\mu = -\frac{1}{1200} \ln \left( 1 - \frac{0,995 P_{вх\ nз\ j} - P_{вх\ nc\ j}}{P_{вх\ nз\ j} - P_{вх\ nc\ j}} \right). \quad (10)$$

Покажемо приклад практичного застосування методики, що пропонується.

Гідродинаміку перехідних процесів досліджували на вітчизняному нафтопроводі з внутрішнім діаметром 702 мм і довжиною 400 км. На трасі нафтопроводу працюють чотири НПС, оснащені нафтовими насосами серії НМ. На трасі нафтопроводу передбачено 14 контрольних пунктів, оснащених сучасними засобами контролю режимних параметрів.

Для нафтопроводу, що досліджувався, встановлено такі обмеження тиску після регуляторів за максимумом:

- робочого тиску (уставка САР) 47 бар;
- тиску автоматичного відключення першого (за рухом потоку нафти) працюючого насосного агрегату 49 бар;
- тиску автоматичного відключення другого працюючого насосного агрегату (відключення НПС) 51 бар.

Останнє значення будемо вважати максимально допустимим із умов міцності трубопроводу.

Розглянемо режим роботи ділянки нафтопроводу, за якого на кожній НПС працює по одному насосному агрегату. Схема роботи насосів така: 1п,2-3-3-1. Виконаємо розрахунок перехідного процесу, спричиненого зупинкою насосного агрегату №1 на НПС 4.

Для розрахунку пропускну здатності нафтопроводу приймаємо густину нафти  $880 \text{ кг/м}^3$ , кінематичну в'язкість нафти 35 сСт, тиск нафти в кінці трубопроводу 1,5 бар. За результатами розрахунку за програмою RozPr на рисунку 1 наведено значення тиску у барах на вході і виході з кожної НПС, тиск, що створюють насоси, загальні втрати тиску на кожному перегоні, ве-

личина тиску на вході в НПС Броди та загальна величина дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу. Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускну здатність становить  $1557 \text{ м}^3/\text{год}$ . Тиск на вході в НПС 4  $P_{вх\ 4} = 4,2 \text{ бар}$ , тиск, що створює насос №1 до зупинки  $P_0 = 18,3 \text{ бар}$ . Тиск нафти на виході НПС 3 до зупинки становив  $P_{вх\ 3} = 26,9 \text{ бар}$ .

За формулою (2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході даної НПС (приймаємо  $k_p = 0,97$ )

$$\Delta P_{вх\ 4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 18,3 = 8,9 \text{ бар}.$$

Відповідно до формули (3) після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході даної НПС буде становити

$$\Delta P_{вх\ nc\ 4} = 4,2 + 8,9 = 13,1 \text{ бар}.$$

Обчислюємо середню швидкість руху нафти та значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосного агрегату №1 на НПС 4

$$w = \frac{4 \cdot 1557}{3600 \cdot \pi \cdot 0,702^2} = 1,117 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$Re = \frac{1,117 \cdot 0,702}{35 \cdot 10^{-6}} = 22404.$$

За формулою (4) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1557^{0,724}}{22404^{0,15}} = 0,0133 \text{ 1/км}.$$

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 за формулою (7)

$$\Delta P_{вх\ 3} = 8,9 \cdot \exp(-0,0133 \cdot 96,7) = 2,5 \text{ бар}.$$

За формулою (8) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вх\ nc\ 3} = 26,9 + 2,5 = 29,4 \text{ бар}.$$

Одержане значення тиску на виході НПС 3 є набагато меншим за максимальне допустиме значення тиску. Умову міцності трубопроводу за перехідного процесу буде забезпечено.

Для розрахунку останнього етапу перехідного процесу за програмою RozPr визначаємо пропускну здатність та режимні параметри нафтопроводу для усталеного режиму роботи із новою схемою роботи насосів на НПС 1п,2-3-3-ТР. Результати розрахунку наведено на рисунку 2.

Для даного режиму роботи нафтопроводу пропускну здатність дорівнює  $1362 \text{ м}^3/\text{год}$ . Тиск нафти на виході НПС 3 для нового усталеного режиму роботи (див. рисунок 2)

$P_{вх\ nз\ 3} = 36,6 \text{ бар}$ , також є меншим за максимально допустиме значення тиску в лінійній частині нафтопроводу. Використовуючи формули (10) і (9), одержуємо залежність тиску на виході

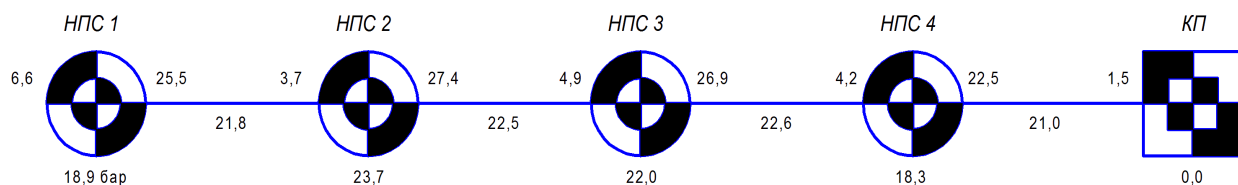


Рисунок 1 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,2-3-3-1)

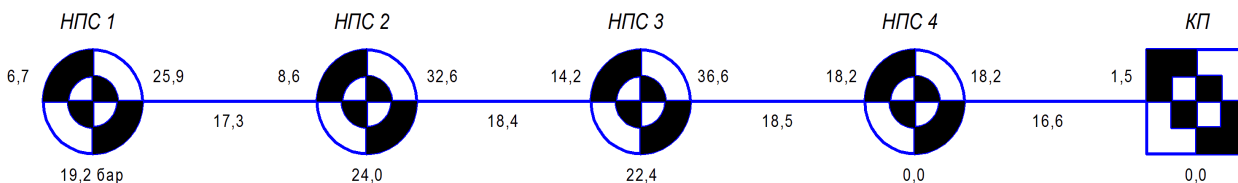


Рисунок 2 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,2-3-3-TR)

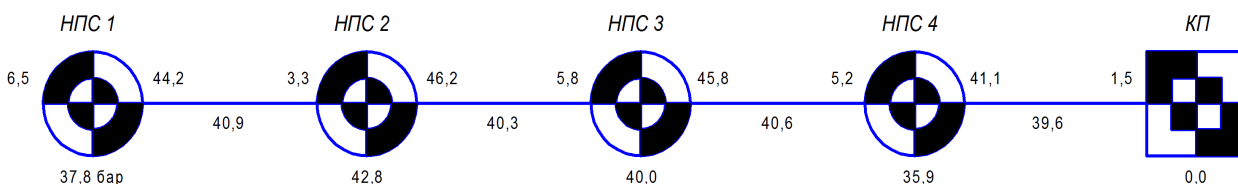


Рисунок 3 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,1,2-1,2-2,3-1,2)

НПС 3 від часу  $t$  для етапу завершення перехідного процесу

$$\mu = -\frac{1}{1200} \cdot \ln\left(1 - \frac{0,995 \cdot 36,6 - 29,4}{36,6 - 29,4}\right) = 3,06 \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1},$$

$$P_{вих_3}(t) = 29,4 + 7,2 \cdot [1 - \exp(-3,06 \cdot 10^{-3} \cdot t)].$$

Розрахунки показали, що умову міцності нафтопроводу за перехідного процесу буде забезпечено.

Аналогічно розрахуємо режим роботи ділянки нафтопроводу, за якого на кожній НПС працює по два насосних агрегати. Схема роботи насосів така: 1п,1,2-1,2-2,3-1,2. Виконаємо розрахунок перехідного процесу, спричиненого одночасною зупинкою насосних агрегатів №1 та №2 на НПС 4. Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускна здатність становитиме 2246 м<sup>3</sup>/год. Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи нафтопроводу наведено на рисунку 3.

Тиск на вході в НПС 4  $P_{ex_4} = 5,2$  бар, тиск, що створюють насоси №1,2 до зупинки  $P_0 = 35,9$  бар. Тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 до зупинки відповідно  $P_{вих_3} = 45,8$  бар та  $P_{вих_2} = 46,2$  бар.

За формулою (2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС 4 після зупинки на ній насосів №1 та №2 (приймаємо  $k_p = 0,97$ )

$$\Delta P_{ex_4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 35,9 = 17,4 \text{ бар.}$$

За формулою (3) після стрибкоподібного підвищення тиску нафти на вході НПС 4

$$P_{ex_{nc_4}} = 5,2 + 17,4 = 22,6 \text{ бар.}$$

Середня швидкість руху нафти  $w = 1,612$  м/с, значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів №1,2 на НПС 4  $Re = 32332$ .

За формулою (5) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

$$K_3 = 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{2246^{1,375}}{32332^{0,20}} = 0,0146 \text{ 1/км.}$$

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 та НПС 2 за формулою (7)

$$\Delta P_{вих_3} = 17,4 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 96,7) = 4,2 \text{ бар,}$$

$$\Delta P_{вих_2} = 17,4 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 192,8) = 1,0 \text{ бар.}$$

За формулою (8) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вих_{nc_3}} = 45,8 + 4,2 = 50,0 \text{ бар,}$$

$$P_{вих_{nc_2}} = 46,2 + 1,0 = 47,2 \text{ бар.}$$

Одержаний тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення на 1 бар перевищує значення  $P_{від_1} = 49$  бар, за якого САР має відключити перший працюючий насосний агрегат. Значення тиску на виході НПС 2 незначно перевищує уставку САР 47,1 бар. Роз-

глянутий режим експлуатації є безпечним з точки зору міцності трубопроводу.

### Висновки

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено методику розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу. Методика включає такі розрахункові блоки:

- визначення пропускної здатності та тиску у довільній точці нафтопроводу до зупинки за певної схеми роботи насосних агрегатів і лінійної частини, заданих технологічних обмежень тиску та розрахункових значень фізичних властивостей нафти;

- прогнозування зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу за першого етапу перехідного процесу;

- прогнозування зміни тиску у довільній точці нафтопроводу на завершальному етапі перехідного процесу;

- визначення пропускної здатності і тиску у довільній точці нафтопроводу після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів.

Методику розрахунку реалізовано в програмному забезпеченні RozPr, яке дає змогу визначити пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри експлуатації нафтопроводу для всіх можливих схем включення насосів; вибрати оптимальні режими за критерієм мінімальних витрат електроенергії на перекачування нафти.

Виконано апробацію методики шляхом розроблення технологічних карт оптимальних режимів роботи нафтопроводу та оцінювання їх безпечності щодо реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

### Література

1 Мороз П. А. Нестационарные процессы в магистральном нефтепроводе при изменении режима работы насосных станций / П. А. Мороз, Л. В. Полянская // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 5. – С. 63-68.

2 Вязунов Е. В. О перегрузках по давлению при нестационарных режимах в нефтепроводах, работающих “из насоса в насос” / Е. В. Вязунов, П. А. Мороз // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: РНТС ВНИИОЭНГ. – 1966. – № 1. – С. 12-15.

3 Перовошиков С. И. Определение изменения давления в нефтепроводах при неустановившемся течении жидкости / С. И. Перовошиков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: РНТС ВНИИОЭНГ. – 1981. – № 2. – С. 6-9.

4 Середюк М. Д. Експериментальні дослідження перехідних процесів у магістральних нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів / М. Д. Середюк, С. Я. Григорський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – № 2 (35). – С. 16-29.

5 Григорський С. Я. Дослідження впливу запинок насосних агрегатів на режим роботи магістральних нафтопроводів // С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – № 1 (36). – С. 92-102.

6 Середюк М. Д. Методика розрахунку режимних та енергетичних параметрів роботи магістральних нафтопроводів / М. Д. Середюк, А. С. Івоняк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – № 1(2). – С. 50-54.

7 Середюк М. Д. Методика нормування витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами / М. Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2(3). – С. 57-60.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
30.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.  
(відділ експлуатації ЛЧ МГ  
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*

## ВИКОРИСТАННЯ УДОСКОНАЛЕНИХ ЗАСОБІВ ТЕНЗОМЕТРУВАННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДІВ

О.М. Мандрик

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727186,  
e-mail: omandryk@mail.ua

Екологічна безпека експлуатації газопроводів в умовах триваючого фізичного зношування зумовлює підвищення значення методів і засобів їх діагностики. Проблема підвищення якості діагностування газопроводів може бути вирішена за допомогою комплексного використання сучасних засобів діагностики, в тому числі тензометричних станцій. Тому був розроблений пристрій, призначений для синхронної реєстрації інформаційних сигналів від 20-ти тензорезисторів та, після закінчення циклу вимірювання, передачі результатів реєстрації в персональний комп'ютер через бездротовий Bluetooth інтерфейс. Інформаційними сигналами тензорезисторів є значення напруги, пропорційні деформаціям ділянок поверхні, на які наклеєні відповідні датчики. Також для оцінки швидкоплинних процесів динамічного навантаження розроблено і виготовлено АЦП для тензодатчиків з дискретністю сигналу 0,1 с. Розроблені пристрої пройшли апробацію в лабораторних умовах. Аналіз експериментальних результатів засвідчив працездатність удосконалених засобів тензометрування та можливість їх використання для оцінки напружено-деформованого стану та підвищення екологічної безпеки експлуатації газопроводів.

Ключові слова: безпека, діагностика, напружено-деформований стан, тензорезистори.

Экологическая безопасность эксплуатации газопроводов в условиях продолжающегося физического износа приводит к повышению значения методов и средств их диагностики. Проблема повышения качества диагностирования газопроводов может быть решена с помощью комплексного использования современных средств диагностики, в том числе тензометрических станций. Поэтому было разработано устройство, предназначенное для синхронной регистрации информационных сигналов от 20-ти тензорезисторов и, после окончания цикла измерения, передачи результатов регистрации в персональный компьютер через беспроводную Bluetooth интерфейс. Информационными сигналами тензорезисторов являются значения напряжения, пропорциональные деформациям участкам поверхности, на которые наклеены соответствующие датчики. Также для оценки быстротекущих процессов динамической нагрузки разработана и изготовлена АЦП для тензодатчиков с дискретностью сигнала 0,1 с. Разработанные устройства прошли апробацию в лабораторных условиях. Анализ экспериментальных результатов показал работоспособность усовершенствованных средств тензометрирования и возможность их использования для оценки напряженно-деформированного состояния и повышения экологической безопасности эксплуатации газопроводов.

Ключевые слова: безопасность, диагностика, напряженно-деформированное состояние, тензорезисторы.

Ecological safety of gas pipelines in terms of continued physical deterioration increases importance of the methods and means of their diagnostics. The problem of improving of the pipeline diagnostics quality can be solved through a comprehensive utilization of modern diagnostic tools, including strain-gauge stations. Therefore, the device that is designed for simultaneous registration of information signals from 20 strain gauges and, after the measurement cycle completion, transmission of the registration results to the personal computer via a wireless Bluetooth interface was developed. Strain gauge information signals are the voltage magnitudes proportional to deformations of the surface areas that have the correspondent sensors attached. ADC was also developed and manufactured for strain gage sensors with the signal discreteness of 0.1 s to evaluate rapid dynamic loading processes. The developed devices were tested in the laboratory conditions. The experimental results analysis showed performance capability of the enhanced strain-gauging tools and possibility of their utilization for evaluation of the stress-strain state and improvement of the environmental safety when operating gas pipelines.

Keywords: safety, diagnostics, stress-strain state, strain gauges.

### Вступ

Екологічна безпека експлуатації обладнання на небезпечних промислових об'єктах зумовлює підвищення значення методів і засобів їх діагностики. Особливо це стосується газопроводів великого діаметру, аварії з якими можуть призвести до людських жертв, значного забруднення навколишнього середовища та великих економічних витрат. У зв'язку з цим дуже важливим завданням є визначення науково обґрунтованими методами технічного стану і можливості безпечної експлуатації відповідального обладнання, особливо за межами нормативного терміну експлуатації.

Сучасне визначення технічної діагностики як галузі науково-технічних знань, суттю якої є теорія, методи і засоби пошуку та визначення дефектів технічних об'єктів, охоплює методи і засоби неруйнівного контролю. Неруйнівний контроль є засобом експертизи безпеки експлуатації, тому достовірність оцінки технічного стану обладнання багато в чому визначається засобами неруйнівного контролю.

### Виділення невирішених частин

В існуючій практиці оцінки залишкового ресурсу газопроводів помітна тенденція до переходу від дефектоскопії до методів технічної

діагностики, які поєднують механіку руйнування, металознавство і неруйнівний контроль. Відомі методи оцінки напруженого стану, міцності і довговічності МТ тривалої експлуатації з дефектами не враховують окремих особливостей умов експлуатації. У зв'язку з цим виникає необхідність удосконалення існуючих та створення нових методів і засобів діагностування напруженого стану й оцінки залишкової міцності і довговічності МТ, які дали б змогу брати до уваги такі важливі умови експлуатації нафтогазопроводів, як: двовісне і двочастотне силове навантаження, період зародження тріщини біля концентраторів напружень, вплив корозивно агресивних і водневомісних середовищ, вологого сірководню, випадковості навантажень, змінних за довжиною і товщиною труби залишкових напружень у зонах зварних з'єднань, які сприяють зменшенню їх міцності і довговічності.

Не зважаючи на досить широкий спектр засобів неруйнівного контролю і систем діагностики, що випускається сучасною промисловістю, великої кількості розроблених методів прогнозування ресурсу, проблема об'єктивної та надійної оцінки технічного стану і прогнозування ресурсу небезпечних об'єктів виробництва на сьогоднішній час не вирішена. Для виконання розрахунків необхідною умовою є точне знання усіх режимів експлуатації або поточної діаграми навантаження. Здійснення стандартних механічних випробувань на діючому обладнанні є неможливим, тому розрахунок напружено-деформованого стану для оцінки довговічності чи залишкового ресурсу здійснюється за допомогою даних про властивості матеріалу в стані поставки, що не забезпечує необхідну точність. Суттєвим недоліком сучасних методологій з оцінки залишкового ресурсу обладнання є відсутність об'єктивних діагностичних параметрів і приладів контролю, які б дали змогу вчасно визначити зони з граничним станом металу. Для визначення ділянок обладнання, які найбільше підлягають впливу пошкоджень, необхідним є знання фактичного напружено-деформованого стану. Для вирішення цієї проблеми може бути використано тензометричний метод дослідження. Він дає змогу визначити НДС ділянок обладнання за визначеними зв'язками навантаження-деформація, а потім, використовуючи розрахункові засоби механіки руйнування, здійснити прогнозування ресурсу обладнання.

### Формування цілі

Першим і дуже відповідальним етапом є визначення усіх конструктивних параметрів газопроводу, напруженого стану і прогнозування залишкової міцності та довговічності труб і зварних з'єднань з тріщиноподібними дефектами на базі розвитку існуючих і створення нових методів оцінки їх роботоздатності.

Проблема підвищення якості діагностування великогабаритного обладнання може бути вирішена за допомогою комплексного використання сучасних засобів діагностики, в тому числі тензометричних станцій.

Метою даної роботи є удосконалення засобів тензометрування для підвищення безпеки експлуатації відповідального великогабаритного обладнання.

### Виклад основного матеріалу

Умови експлуатації труб газотранспортних систем останній час відчутно змінилися. Це пов'язано зі збільшенням кількості споживачів і нерівномірним відбором газу. Різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його руху в трубопроводі, причому тривалість неусталених процесів внаслідок зміни густини газу може вимірюватись годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачування газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття кранів та ін. Разом з тим, довготривала експлуатація трубопроводів, транспортування та зберігання труб спричиняють різні види їх пошкоджень. Тому для реалізації мети був розроблений пристрій, який призначений для синхронної реєстрації інформаційних сигналів від двадцяти тензорезисторів та, після закінчення циклу вимірювання, передачі результатів реєстрації в персональний комп'ютер через бездротовий Bluetooth інтерфейс. Інформаційними сигналами тензорезисторів є значення напруги, пропорційні деформаціям ділянок поверхні, на які наклеєні вказані давачі.

Кожен з двадцяти тензосенсорів з номінальним електричним опором 200 Ом підключений за схемою повного тензорезистивного моста. З метою мінімізації впливу технологічного розкиду номінального значення опору кожного з тензорезисторів на результати вимірювання деформації та значення початкового зміщення (offset output) на виході мостової схеми для кожного з двадцяти тензорезисторів реалізовано окрему мостову схему з індивідуально підібраними за результатами тестування тензорезисторами. Високоточне значення опорної напруги живлення тензомоста на рівні 1,8 В формується інтегральною схемою прецизійного джерела опорної напруги та подається в одне з плечей тензомоста. Значення напруги розбалансу в другому плечі тензомоста, що пропорційне деформації, вимірюється за допомогою спеціалізованої чотириканальної інтегральної схеми дельта-сигма аналого-цифрового перетворювача ADS1234IPW. Період між повторними операціями зчитування інформації з серії двадцяти тензосенсорів та його АЦП перетворення складає 1 с, роздільна здатність кожного каналу аналого-цифрового перетворювача – 224. Розроблене системне програмне забезпечення мікропроцесорного керування та схемна реалізація включення АЦП перетворювача забезпечує вимірювання напруги на виході тензомоста з точністю 10 мкВ у діапазоні  $\pm 0,9$  В, тобто забезпечується реалізація реального двополярного 18-бітного АЦП перетворення інформаційного сигналу сенсора деформації, а основна при-

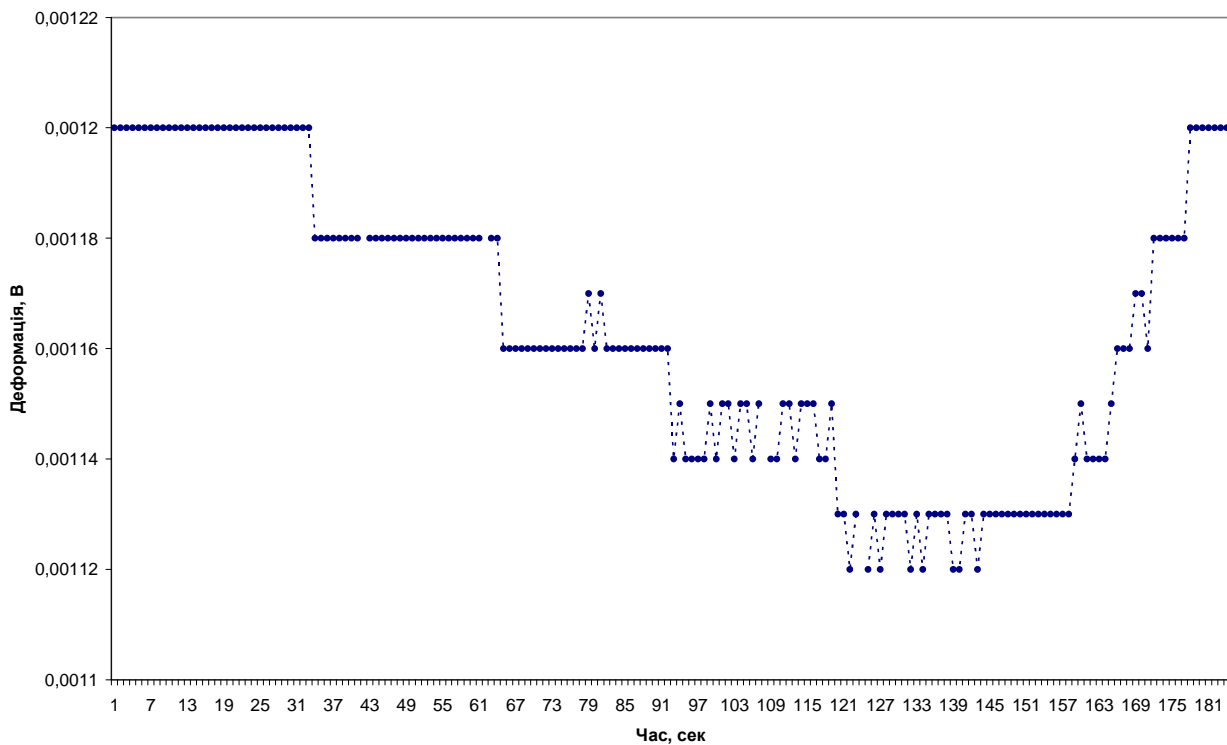


Рисунок 1 – Результати випробувального тестування пристрою АЦП

ведена похибка складає 0,001% від верхньої границі вимірювання. Вказане підтверджують результати тестування одного з двадцяти каналів (рис. 1). Тестування виконувались шляхом реєстрації протягом 30 с сигналу з тензомоста за покрокової зміни (0,5 кг) навантаження на консольно закріплену металеву балку, на поверхню якої попередньо було наклеєно один з тензорезисторів мостової схеми.

Викиди на окремих рівнях сигналу на виході тензомоста (рис. 1), зареєстровані розробленою вимірювальною системою, зумовлені перехідними процесами та вібрацією балки після прикладення навантаження і затухають за умови збільшення періоду реєстрації. Результати тестування інформаційно-вимірювальної системи свідчать про чутливість приладу на рівні 10мкВ/0,25 кг навантаження. Тоді максимальне значення навантаження за умови відсутності руйнування тензорезистора і роботи його в лінійному діапазоні складатиме 22,5 тис. кг.

Одна з переваг розробленого пристрою полягає в тому, що напруга живлення в плече живлення кожного з тензорезисторних мостів подається лише впродовж часу вимірювання на ньому, тобто приблизно 40 мс, через період 1 с. Це зводить до мінімуму складову величину невизначеності вимірювань, що зумовлена зміною сигналу на виході тензомоста через нагрівання тензорезисторів мостів струмом у моменти часу, коли вони не здійснюють вимірювання. Додатковою перевагою запропонованої конструкції вимірювального пристрою є виключення проміжного підсилення напруги сигналу на виході тензомоста у вимірювальному ланцюгу між мостом та АЦП, що суттєво знижує похибку вимірювання таких пристроїв.

Значення сигналу напруги розбалансу тензомоста, зумовлене деформацією тензосенсора, після АЦП перетворення зчитується по SPI інтерфейсу мікропроцесором PIC18F46K20, який за цим же інтерфейсом заносить його на зберігання у спеціалізовану мікросхему електропрограмованої пам'яті M25P64. Крім керування процесом вимірювання мікропроцесор також виконує функції опитування кнопки керування роботою пристрою (пуск сеансу Bluetooth зв'язку), керування роботою модуля Bluetooth, керування роботою модуля АЦП перетворення та керування подачею живлення лише на той тензоміст, за допомогою якого у даний момент виконується вимірювання.

З метою мінімізації похибок вимірювання, зумовлених нестабільністю напруги живлення пристрою і реалізації його автономного режиму роботи, живлення пристрою реалізовано від блоку нікель-метал-гідридних акумуляторів. Для подовження режиму роботи пристрою без перезарядження акумуляторів за допомогою вказаного мікропроцесора реалізований програмно режим "засинання" модулів пристрою вимірювання, які не задіяні у кожен визначений момент в процесі вимірювання чи передачі інформації.

Керування роботою пристрою та процесами вимірювання, накопичення та зчитування результатів вимірювання здійснюється дистанційно через Bluetooth інтерфейс між персональним комп'ютером та пристроєм вимірювання. Для цього застосовується спеціально розроблене програмне забезпечення. Синхронізація процесів вимірювання здійснюється за допомогою лічильника реального часу. Результати вимірювання пристрою, отримані через Bluetooth



**Рисунок 2 – Дослідно-вимірювальний комплекс для експериментального визначення характеристик напружено-деформованого стану в зоні основного металу і кільцевих зварних з'єднань труб МТ**



**Рисунок 3 – Комплектуючі апаратури для проведення вимірювань**

інтерфейс, програмно зберігаються у вигляді текстового файлу з двадцятьма стовпцями значень напруги (по кожному вимірювальному каналу) та відповідними значеннями моментів часу вимірювання.

Пристрій апробовано на скомплектовано-му на базі кафедри зварювання «Львівської по-

літехніки» в міжгалузевій науково-дослідній лабораторії діагностики напруженого стану експериментальному устаткуванні, яке дає можливість в лабораторних умовах якісно моделювати напружений стан (НС) у зоні зварних багат шарових з'єднань трубопроводів (рис. 2–4) [1–4].



Рисунок 4 – Насосна станція дослідницького стенду

Таблиця 1 – Геометричні характеристики і марки сталі котушок

№ котушки	Зовнішній діаметр, мм	Довжина котушки, мм	Товщина стінки, мм	Форма	Марка сталі
1	1020	250	22	на півсферичне днище	09Г2С
2	1020	450	14	циліндрична котушка	17Г1СУ
3	1020	800	10	циліндрична котушка	13Г1С
4	1020	450	10	циліндрична котушка	17Г1С
5	1020	400	10	циліндрична котушка	17Г1С
6	1020	400	9,5	циліндрична котушка	13Г1СУ
7	1020	850	14	циліндрична котушка	17Г1С
8	1020	250	22	на півсферичне днище	09Г2С

Таблиця 2 – Основні механічні характеристики матеріалу циліндричних котушок

№ котушки	Марка сталі	Границя міцності $\sigma_B$ , МПа	Границя плинності $\sigma_T$ , МПа	Відносне видовження $\epsilon$ , %	Ударна в'язкість основного металу КСВ, Дж/см <sup>2</sup>
1; 8	09Г2С	510	355	22	29,4 (-70°C)
2; 6	17Г1СУ	520	370	21,0	40 (-40°C)
3	13Г1С	605	420	16,0	39 (-40°C)
4; 5	17Г1С	560	390	25,0	24,8 (-40°C)
7	13Г1СУ	584	434	37,0	14,0 (-60°C)

Стенди виготовлені у вигляді горизонтальних резервуарів (рис. 2–4) із обычайок труб із зовнішнім діаметром 1020 мм, зварених між собою багатощаровими кільцевими швами і приварених на торцях на півсферичних днищах. Геометричні розміри котушок наведені в табл.1, а основні механічні характеристики їх матеріалів згідно сертифікатів – в таблиці 2. Режими зварювання неповоротних стиків ко-

тушок резервуара вимірювальних стендів вказані в таблиці 3. Перевірка якості зварних з'єднань проводилась фізичними методами контролю за допомогою рентгеноскопії і ультразвукової дефектоскопії.

Резервуари дослідних стендів заповнено водою і за допомогою насосної станції (рис. 4) в ньому створюється внутрішній тиск заданого рівня. Надлишковий тиск створювали за до-

Таблиця 3 – Режими зварювання під час виконання неповоротних стиків котушок резервуара вимірювального стенду

Проходи зварного шва	Зварювальний струм Изв, А	Напруга на дузі Ud, В	Діаметр електроду Del, мм	Марка електроду УОНИ-13/55
Перший прохід (кореневий шов)	100	22	3	
Другий прохід (заповнюючий шов)	150	20	4	
Третій прохід (облицювальний шов)	150	20	4	

помогою об'ємного насосного агрегату МП-150. Тиск у резервуарі контролювали зразковим манометром МО з класом точності 0,4 (рис. 2). Зменшення тиску в резервуарі досягається за допомогою зворотного переливання води у накопичувальний бачок (рис. 4). Насосна станція дає змогу створювати внутрішній тиск у резервуарі до 15 МПа. При виготовленні резервуара використовували труби тривалого терміну експлуатації з різних марок поширених трубних сталей.

Основні механічні характеристики згідно сертифікатів на виготовлення труб наведені в таблиці 2.

Комплект устаткування для визначення напружено-деформованого стану в металі дослідних резервуарів з використанням тензометрів зображено на рис. 2 і 3. Вимірювальний тракт складається з тензодавачів, комутуючих колодок, екранованих з'єднувальних кабелів, спроектованої та виготовленої двадцятканальної тензостанції з блоком живлення та ноутбука з відповідним програмним забезпеченням.

Умови експлуатації апаратури і тензодавачів: температура навколишнього повітря - від  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ; відносна вологість повітря - від 30% до 80%. Для компенсації температурних змін встановлено компенсаційний тензодавач (рис. 3).

Напружений стан дослідного резервуару за допомогою тензорезисторів визначали у такій послідовності: 1) вибір типу тензорезисторів і перевірка його працездатності, 2) розмітка місця наклеювання та підготовка поверхні (очищення і знежирення), 3) наклеювання тензодавачів з використанням клею БФ-2 чи "Ціакрин" та перевірка якості приклеювання, 4) захист тензорезисторів від потрапляння вологи і тарування вимірювального тракту. Використовували фольгові тензорезистори типу 2ПКБ-20 з базами від 10 до 40 мм, виготовлені згідно з ТУ3.06 України 7710-0001-93 із такими технічними параметрами: номінальний електричний опір  $R_d = 200 \text{ Ом}$ ; середнє значення чутливості  $k = 2,14$ ; середнє квадратичне відхилення чутливості  $S_n = 0,003$ ; середнє значення часової повзучості при нормальних умовах роботи  $\Pi = 0,09 \%$ ; робочий струм  $I$  не більше 30 мА. Перед початком кожної серії вимірювань проводили балансування резисторів за допомогою грубого та тонкого регулювання мостів тензостанції.

На різних відстанях більших 300 мм від зварних швів резервуара, а також на найбільш напружених його ділянках наклеювались тензорезистори. Відтак за допомогою насосної станції (рис. 4) в резервуарах створювався внутрішній тиск різного рівня. Для кожного з цих рівнів за допомогою тензорезисторів вимірювались колові та осьові напруження в резервуарах.

Експериментальне визначення напружень проводилося за внутрішнього тиску у резервуарі дослідної установки  $p = 5 \text{ МПа}$  і  $5,5 \text{ МПа}$ . В усіх дослідженнях кількість повторних вимірювань складала 8. Результати експериментальних вимірювань напружень подано на рисунку 5.

За отриманими значеннями напружень можна визначити характеристики напружено-деформованого стану в зоні основного металу і кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів. [5].

### Висновки

Розроблені пристрої пройшли апробацію в лабораторних умовах. Аналіз результатів експериментальних досліджень засвідчив хорошу працездатність удосконалених засобів тензометрування та можливість їх використання для оцінки НДС відповідального великогабаритного обладнання.

Таким чином, було спроектовано, виготовлено та проведено апробацію нового двадцятканального пристрою АЦП для визначення напружено-деформованого стану великогабаритного обладнання, насамперед, трубопроводів великих діаметрів.

### Література

1 Мандрик О.М. Розвиток наукових основ підвищення рівня екологічної безпеки при транспортуванні природного газу: дис. на здоб. ступеня доктора наук. – Івано-Франківськ, 2013. – 250 с.

2 Аналіз і оцінювання працездатності та тріщиностійкості зварних трубопроводів / В.Д. Макаренко, В.Ю. Чернов, С.І. Крижанівський, М.М. Прохоров // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 47 – 50.

3 Банахевич Ю.В. Визначення напружено-деформованого стану зварних з'єднань труб методом спекл-інтерферометрії / Ю.В. Банахевич // Методи та прилади контролю якості. – 2009 – № 23. – С. 29-34.

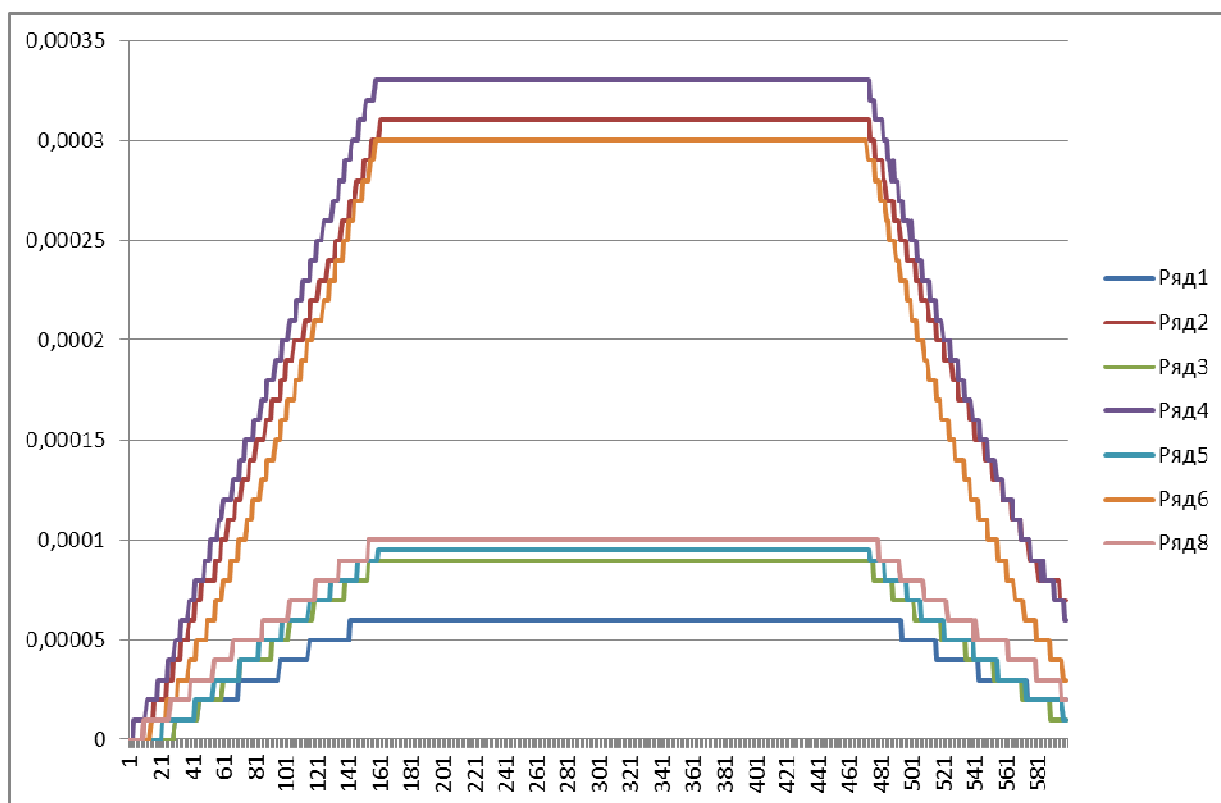


Рисунок 5 – Результати експериментальних вимірювань напружень

4 Діагностування напруженого стану магистральних газопроводів в околі стикових зварних з'єднань розрахунково-експериментальним методом / В.А. Осадчук, А.В. Драгілев, Ю.В. Банахевич, В. Пороховський // Матеріали 3-ої міжнародної конференції «Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій» (м. Львів, 2004). – Львів, 2004. – С. 439–444.

5 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: Издательство Центр «ЕЛИМА», 2004. – 1096 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
18.11.14*

*Рекомендована до друку  
професором Івасівим В.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Яковлєвим Є.О.  
(Інститут телекомунікацій і глобального  
інформаційного простору НАН України,  
м. Київ)*

## УПРАВЛІННЯ РИЗИКОМ ТЕХНОГЕННИХ НЕБЕЗПЕК ПРИ РОЗРОБЦІ МОРСЬКИХ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

В.Б. Боднарук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42073,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

*Аналіз аварійності є основою для прийняття обґрунтованих рішень щодо попередження аварій, у тому числі для проведення кількісного аналізу ризику нафтогазових морських об'єктів.*

*Один з напрямків освоєння нових районів нафтових і газових родовищ останнім часом пов'язано з розвитком нафтогазовидобування на континентальних морських шельфах.*

*Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ на континентальному шельфі відноситься до сфери виробничої діяльності підвищеного ризику. В статті розглянуто концепцію аналізу аварій, наведено методи аналізу та оцінки техногенного ризику, також наведені плюси і мінуси кожного методу. Надана структура оцінки ризику, також приведено приклад ідентифікації небезпек і оцінки ризику на стадії експлуатації морських нафтогазових родовищ. Наведено приклад дерева відмов, а саме руйнування конструкції.*

**Ключові слова:** ризик, аварія, управління, аналіз, дерево відмов, дерево подій.

*Анализ аварийности является основой для принятия обоснованных решений по предупреждению аварий, в том числе для проведения количественного анализа риска нефтегазовых морских объектов.*

*Одно из направлений освоения новых районов нефтяных и газовых месторождений в последнее время связано с развитием нефтегазодобычи на континентальных морских шельфах.*

*Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе относится к сфере производственной деятельности повышенного риска. В статье рассмотрена концепция анализа аварий, приведены методы анализа и оценки техногенного риска, также приведены плюсы и минусы каждого метода. Данная структура оценки риска также приведены пример идентификации опасностей и оценки риска на стадии эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. Приведен пример дерева отказов, а именно разрушение конструкции.*

**Ключевые слова:** риск, авария, управление, анализ, дерево отказов, дерево событий.

*Accident rate analysis is the basis for taking well-grounded decisions to prevent accidents and conduct quantitative risk analysis at offshore oil and gas facilities.*

*One of the ways for developing new areas of oil and gas fields is connected with development of oil and gas production in the continental shelf area.*

*Exploration and development of oil and gas fields in the continental shelf area belongs to the sphere of higher-risk production activities. In the article the concept of accidents analysis is considered, methods for analysis and evaluation of technogenic risk are developed, and pros and cons of each method are provided. Risk evaluation structure and the example of hazards identification and risk evaluation at the stage of operation of the offshore oil and gas fields are provided. An example of fault tree, namely, the destruction of the structure, is given.*

**Key words:** risk, accident, management, analysis, fault tree, event tree

Світовий видобуток енергоносіїв все активніше переходить на морський і океанічний шельфи. Частка ресурсів, які видобуваються на шельфі, перевищує 50% їх загальної кількості, і надалі ця цифра зростатиме. Протягом найближчих 10 років світовий попит на газ зростатиме щорічно на 2,9%, тобто на 4,1 трлн. м<sup>3</sup>. Тому усі країни Чорноморського басейну активізували розвідку і розробку родовищ у своїх територіальних водах та економічних зонах.

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів українського сектора акваторій Чорного і Азовського морів оцінюються в об'ємі 1,5 млрд. тон умовного палива.

На українському шельфі працює ДАТ «Чорноморнафтогаз», може відновити діяльність Vanco Prykerchenska, мають перспективи співпраці Газпром, "Лукойл", Korea Resources Corporation, ТНК-ВР, Royal Dutch Shell Group, Chevron.

Для нарощування об'ємів видобутку ДАТ "Чорноморнафтогаз", за останні три роки, поповнив технологічний флот новими суднами,

придбано дві нові СПБУ. Вивчення питання ризиків аварійності на МНС є на сьогоднішній день актуальним, що дозволить зменшити аварійність на МНС та наслідки негативного впливу на довкілля і це визначає актуальність досліджень щодо зменшенню ризиків. Однією із небезпек під час роботи на морських промислах є розливи нафти та нафтопродуктів за межі морської споруди. Вивчення причин виникнення наслідків та методів ліквідації аварійних ситуацій є актуальним на даний час.

Методика оцінки рівнів безпеки нафтогазових промислів на основі аналізу й оцінювання ризику аварій була розроблена у 90-х роках минулого століття у США і на сьогоднішній день вона активно розвиваються науковцями багатьох країн, зокрема Великобританії, Нідерландів, Франції. На даний момент вона досягла того рівня розвитку, коли результати її практичного застосування вагомо впливають на процес експлуатації МНС.

Видобуток вуглеводневої сировини в морських умовах набагато складніший за видобу-

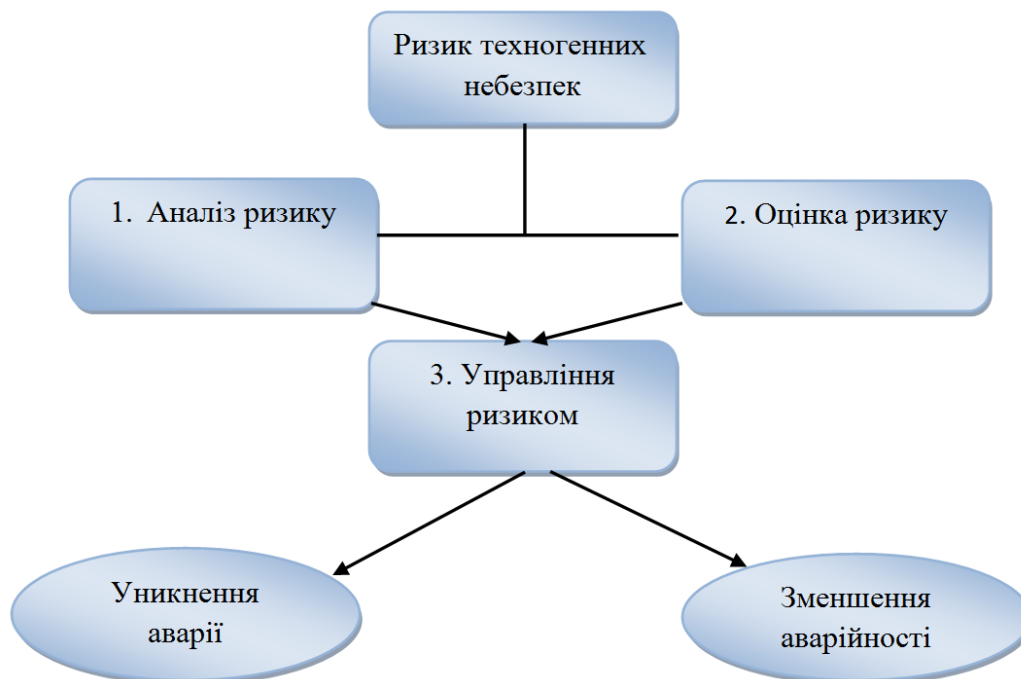


Рисунок 1 – Структура оцінки ризику техногенних небезпек на морських нафтогазових промислах (МНГП)

ток на континенті. Численні загрози безпеки промислових споруд складніше піддаються оцінці та управлінню. Як наслідок - аварійність на деяких об'єктах морського нафтогазового комплексу, що супроводжується травматизмом людей, серйозними наслідками для довкілля та фінансовими втратами. Високі темпи розвитку галузі, необхідність освоєння глибоководних районів континентального шельфу викликають серйозні побоювання в можливості забезпечення безпеки видобувної діяльності для людини і навколишнього середовища. У зв'язку з цим актуальністю досліджень є розробка нових і вдосконалення існуючих підходів з регулювання безпеки робіт на морських нафтогазових промислах.

Аналіз літературних джерел свідчить, що оцінка ризику являє собою процедуру ідентифікації джерел небезпеки, оцінки існуючих і потенційних небезпек. На підставі результатів оцінки ризику розробляються заходи щодо зниження рівня небезпеки до прийнятного. Після проведення аналізу літератури можна запропонувати наступну структуру (рисунок 1) для оцінки ризику техногенних небезпек.

**1. Аналіз ризику** – (ідентифікація небезпеки) – це інструмент, який відповідає на головні питання, які пов'язані з аваріями. Головним завданням аналізу ризиків є систематичне використання наявної інформації для виявлення небезпек та оцінки ризиків персоналу, обладнання і навколишнього середовища. Воно являє собою процес визначення небезпек, який є важливим першим кроком оцінки ризику. Є два можливі методи у визначенні небезпеки:

а) метод отримання переліку небезпек для подальшої оцінки з використанням інших ме-

тодів оцінки ризику. Цей метод називають – вибір списку небезпек (failure case selection).

б) Виконання якісної оцінки ризиків і заходів щодо їх зниження. Цей метод називають - оцінка небезпеки (hazard assessment).[2]

Ідентифікацію небезпеки головним чином ґрунтують на висновках групи експертів, які мають досвід із даного виду аварій, а групова взаємодія покращує розгляд аварії.

**2. Оцінка ризику** (аналіз наслідків) – це процес порівняння і «зважування» рівнів ризику від різних небезпек для виявлення їх відносної значущості, для дослідження критеріїв безпеки, а також виявлення параметрів управління ризиком. У процесі оцінки ризику здійснюється поділ за рівнями ризику, порівняння отриманих результатів рівня ризику з допустимими або прийнятними ризиками і виявлення зон підвищеної небезпеки. Цей аналіз поділяється на три типи: якісний, кількісний або напівкількісний.

Застосування якісного підходу є найпростішим (найменша потреба ресурсів і додаткових навичок) для забезпечення найменшого ступеня розуміння. Кількісний підхід найбільш вимогливий до ресурсів і навичок, але потенційно найбільш детальний для розуміння. Напівкількісний підхід лежить між ними.

**3. Управління ризиком** (аналіз частоти виникнення) - це процес виявлення та оцінки потенційних небезпек в системі або внаслідок діяльності особи, а також для виявлення та впровадження заходів контролю ризику з метою усунення або зменшення потенційної шкоди для людей і навколишнього середовища або інших активів.[2]

Приклади ідентифікації небезпек і оцінки ризику на стадії експлуатації морських нафтогазових родовищ наведено в таблиці 1. [3]

Таблиця 1 – Приклади ідентифікації небезпек і оцінки ризику на стадії експлуатації морських нафтогазових родовищ

Діяльність: експлуатація	<b>Опис:</b> всі завдання, пов'язані з управлінням, експлуатацією і технічним обслуговуванням морських нафтогазових споруд, які використовують для видобутку нафти і газу, включаючи трубопроводи	
Етапи з ідентифікації небезпек і оцінки ризику	Приклади розглянутих аспектів і дій, які вживаються	Коментарі
1	2	3
Ідентифікація небезпек	<p>Викиди, що виникли в процесі роботи свердловин і гирлового обладнання.</p> <p>Пожежі і вибухи, що виникли в процесі роботи технологічного обладнання.</p> <p>Відмови в роботі інженерно-технічних систем.</p> <p>Роботи на висоті і спуско-підймальні роботи.</p> <p>Надзвичайні умови навколишнього середовища (хвилі, блискавки, вітер, землетрус).</p> <p>Зіткнення з морським або повітряним судном.</p> <p>Спеціальні операції (наприклад, водолазні), важкі фізичні роботи, будівництво.</p> <p>Вплив людини.</p> <p>Шкідливі умови виробництва (небезпечні хімічні речовини, радіоактивні джерела і т.д.).</p> <p>Екологічні небезпеки (розливи нафти, скидання токсичних хімічних речовин, токсичних викидів і т.д.)</p>	<p>Небезпечні ситуації чи події, пов'язані з ними, які виникли на інших установках в цій же локальній області, можуть враховуватись при ідентифікації ймовірних небезпек в період експлуатації. Взаємодія різних видів діяльності, які відбуваються одночасно, може призвести до активації небезпек, які раніше не розглядалися як істотні. Небезпеки, що виникають в результаті близькості обладнання та споруд, що належать третій стороні, повинні бути враховані (наприклад трубопроводи, які не працюють і стояки, прилеглі навантажувальні пристрої або підводні свердловини). Небезпеки, що виникають через помилки людини, особливо важливі в період експлуатації, і необхідно адекватно ідентифікувати небезпеки, пов'язані з неправильними експлуатацією або технічного обслуговування.</p>
Оцінка небезпек і ризику	<p>Компетентність та досвід технічного персоналу повинні бути використані для безперервної оцінки ризиків HSE(здоров'я, безпека та навколишнє середовище) в діяльності організації.</p> <p>Вимоги, засновані на попередньому досвіді, повинні бути враховані при управлінні експлуатацією технічних засобів, включаючи організаційні та законодавчі.</p> <p>Контрольні листи, процедури "Допуску до роботи" і аналіз небезпеки використовують для звичайних операцій.</p> <p>Аналіз дослідження небезпек і працездатності використовують для оцінки нестандартних операцій.</p> <p>Для основних модифікацій установки може використовуватися метод кількісної оцінки ризику спільно з дослідженнями дерева відмов і дерева подій.</p> <p>Аналіз екологічного ризику та оцінка ризику для здоров'я може бути модифікований для відображення змін в умовах експлуатації, таких як різних хімікатів, фарбувальних матеріалів, зміна чисельності персоналу і т.д.</p>	<p>Компетентність та досвід персоналу з експлуатації та обслуговування є найважливішими факторами в період експлуатації. Акцент має бути зроблений на отримання зворотного зв'язку про небезпечні події або події, пов'язані з ними, що може допомогти при оцінці експлуатаційних ситуацій для майбутніх робіт. Особлива увага повинна бути приділена оцінці процедур позмінної роботи і передачі робочих змін, а також їх взаємодії з системою, такою як "Допуск до роботи". Контроль та випробування часто включають в себе процедури, які можуть активувати небезпеки на місцях, де їх, зазвичай, не очікують (наприклад, радіоактивні джерела, небезпечні хімікати, обладнання для опресовування). Вплив цих факторів в нормальному операційному режимі необхідно вивчати і враховувати. Сукупний вплив змін протягом тривалого періоду часу, включаючи погіршення стану технічних засобів та обладнання, має бути оцінений для забезпечення відповідності заходів з безпеки встановленим вимогам.</p>

## Продовження таблиці 1

1	2	3
Відбіркові критерії	Рівні ризику організації для персоналу, навколишнього середовища і активів. Обов'язкові вимоги до безпеки технічних засобів та обладнання. Максимально прийнятний рівень небезпеки персоналу хімічним, радіологічним та фізичним небезпекам. Максимально прийнятні рівні забруднення.	Експлуатаційні відбіркові критерії впливають із національних або міжнародних обов'язкових вимог. Встановлені на їх основі вимоги організації також є головним джерелом відбіркових критеріїв.
Заходи щодо зниження ризику	Зниження кількості небезпечних речовин шляхом зміни системи обробки. Використання хімічних речовин, які менш небезпечні для здоров'я або менш забруднюють навколишнє середовище. Зниження чисельності персоналу. Поліпшення роботи систем безпеки шляхом модифікації устаткування або зміни процедур контролю та / або технічного обслуговування. Поліпшення інфраструктури виробничого середовища шляхом зниження рівня шуму і вібрації, забезпечення зручного доступу для виконання нестандартних видів робіт, удосконалення обладнання для вантажно-розвантажувальних робіт (наприклад конвеєри, вантажні ліфти, додаткові площі для складування і т.д.)	Приділяти увагу заходам щодо усунення або зниження ймовірності появи небезпечної події. Зокрема, має бути приділена особлива увага заходам щодо зниження запасів пожежо-небезпечних матеріалів та інших джерел займання, а також слід виключити або скоротити необхідність застосування операцій з відкритим вогнем.
Функціональні вимоги до дій щодо зниження ризику	Характеристики та вимоги до роботи систем безпеки, включаючи системи виявлення газу і загоряння, системи аварійної зупинки, протипожежну систему, системи тривоги, системи порятунку і евакуації. Процедури контролю та технічного обслуговування і періодичність, з якою вони проводяться, для забезпечення необхідного рівня надійності та придатності критичних систем. Обмеження на паралельні дії і небезпечні операції, такі як зварювання, зняття напруги і т.д. Обмеження параметрів експлуатації, включаючи характеристики тиску, температури і витрати. Чисельність персоналу і обмеження його комплектації для морських нафтогазових споруд, які працюють без обслуговуючого персоналу, включаючи кількість відвідувань споруди. Відповідні заходи в надзвичайних ситуаціях, включаючи час для збору і мобілізації команд пожежогасіння і порятунку, мобілізації рятувальних човнів для людей, евакуаційних і рятувальних процедур, мобілізації коштів авіаційної швидкої допомоги та мобілізації коштів для збору нафтової плями.	Функціональні вимоги повинні регулярно аналізуватися для забезпечення їх відповідності встановленим критеріям. Повинні бути встановлені і підтримуватися в робочому стані процедури і заходи з контролю відхилень і невідповідностей, запису даних про них, поширенню даних і оцінці можливого впливу відхилень. Результативний контроль і розподіл витратних матеріалів, запасних частин та інструментів і можуть допомогти в досягненні функціональних вимог, встановлених критеріїв і обмежити можливість виникнення небезпечних подій через помилки при застосуванні запасних частин. Необхідно визнати, що після здійснення всіх заходів щодо зниження ризику, існують певні залишкові небезпеки і ризики, і слід вжити адекватні заходи у формі планів дій і засобів, що використовуються в надзвичайних ситуаціях.

**Напрями досліджень**

В даний час над проблемами аналізу ризику працюють багато фахівців, а саме: математиків, фахівців з інформатики, технологів різних профілів. Можна виділити три основні напрями досліджень у цій області [4]:

1. *Вимірювання ризику, способи його кількісного визначення.* Розглядаються питання створення банків даних, пов'язаних з поломками і аваріями; розрахунки надійності систем; побудови математичних моделей аварій; сприйняття ризику населенням і т.д.

2. Підвищення безпеки великомасштабних технологічних систем. Розглядаються питання визначення допустимого рівня ризику (встановлення стандартів); вибору місця розташування нових систем; взаємодії людина-машина; розробки більш безпечних технологій; визначення економічно доцільного рівня витрат на безпеку.

3. Аварії та їх аналіз. Розглядаються причини виникнення і процес розвитку аварій; управління в надзвичайних ситуаціях; аналіз наслідків аварій.

Всі ці напрямки пов'язані один з одним тому і вимірювання ризику, і аналіз аварій необхідні в кінцевому рахунку для підвищення безпеки технологій.

Таким чином, враховуючи законодавчі акти, пов'язані з операціями при розробці морських нафтових та газових родовищ, а також технічні вимоги до правил безпеки при розробці родовищ на континентальному шельфі та інших українських нормативно-технічних документів, вдосконалення методів управління ризиками на основі формулювання оцінки безпеки при розробці та проведенні морських операцій на українському шельфі являє собою актуальну задачу для успішного розвитку видобутку вуглеводнів на шельфі України.

Також, після проведення аналізу літератури, ми можемо побачити, що на даний момент аналіз аварійності є не досконалим процесом в ідентифікації небезпек і їх попередженню при розливі нафто продуктів на поверхню води. Під час аналізування й ідентифікації небезпек слід враховувати й фактори, які самі по собі не можуть призвести до утворення аварії, але при їх поєднанні може призвести до масштабної катастрофи, тому при проведенні цих робіт слід вибрати найоптимальніший з методів оцінки ризику виникнення аварії.

### Вимірювання ризику за допомогою інженерного підходу

Інженерний підхід застосовується при оцінці ризику в промислових технологіях. При оцінці надійності технології дослідник може зіткнутися з двома ситуаціями. У першій він має справу зі старою або традиційною технологією. У цьому випадку він може скористатися статистичними даними про працездатність технології, про вірогідність її відмов, аварій. Маючи статистичні дані по декількох окремих елементах технології, інженер може використовувати імовірнісний аналіз ризику для оцінки аварій даної технології [5].

Коли ж розглядається безпека нової технології, то будуються так звані дерева відмов і дерева подій [5]. Побудова дерева відмов починається з визначення деякого кінцевого (аварійного) стану системи. Далі перераховуються всі підсистеми та пов'язані з ними події, які можуть призвести до аварії. Для кожної підсистеми ця процедура повторюється, тобто визначаються ті події, які можуть призвести до аварії. Закінчення цієї процедури визначається або необхідним ступенем деталізації, або неможливістю подальшого "розщеплення" розглянутої

системи. Таким чином, будується дерево відмов.

Окремі елементи цього дерева можуть перебувати між собою в одній з двох логічних залежностей. Перша залежність полягає в тому, що подія (аварія) відбудеться тільки при одночасному здійсненні кількох інших подій (I), тобто подія А може відбутися, лише якщо одночасно відбудуться події В, С, D. Друга ситуація має місце тоді, коли відбулася подія А, але для її виникнення достатньо, щоб відбулася хоча б одна з подій В, С, D. Події або підсистеми, які не підлягають подальшій деталізації, називаються базисними.

Далі це дерево може використовуватися для якісного та кількісного аналізу. Якісний аналіз полягає в знаходженні всіх можливих комбінацій базисних або елементарних подій, які можуть обумовити настання кінцевої події. Кількісний аналіз дерева полягає у ймовірності визначення настання кінцевої події (аварії).

Дерева подій або дерева рішень призначені для вирішення в певному сенсі зворотного завдання. З їх допомогою намагаються відтворити можливі наслідки того чи іншого початкового рішення, дії, події. При аналізі ризику такою початковою подією є аварія або відмова певної системи. Побудова дерева полягає в послідовному знаходженні всіх можливих станів інших систем, діяльність яких пов'язана з розглянутою і відмова яких може вплинути на характер розвитку аварії.

Таким чином, використання дерев визначається тим, за якими причинно-наслідковими зв'язками необхідно простежити. Якщо потрібно з'ясувати, до яких наслідків може призвести аварія системи, будується дерево подій. Якщо потрібно зрозуміти, що може стати причиною аварії системи, будується дерево відмов.

Зауважимо, що дерева відмов і дерева подій являються взаємодоповнюючими методами дослідження надійності складних систем. Якщо побудувати гіпотетичний графік всіх можливих подій та їх взаємозв'язків, які мають відношення до безпеки об'єкту, то дерево відмов і дерево подій будуть являти собою різні фрагменти цього графіка. Імовірнісні оцінки, отримані на основі одного дерева, можуть використовуватися для отримання аналогічних оцінок в іншому дереві подій.

### Дерево відмов

Дерево відмов відображає весь спектр "вхідної події", розміщення "вимоги" до системи та дій, щодо запобігання небезпеки. Вихідні події та гарантії можна очікувати за умов (наприклад, шторм), технічної (наприклад, силові установки) процедурної (не дотримання вахтою правил) або людської помилки, і ці події можуть бути пов'язані між собою. У напівкількісному підході не слід оцінювати правдоподібності, структури дерева, достатньо продемонструвати основні небезпеки виникнення аварії.

Аналіз дерева відмов є логічним поданням багатьом подій і відмов компонентів, які мо-

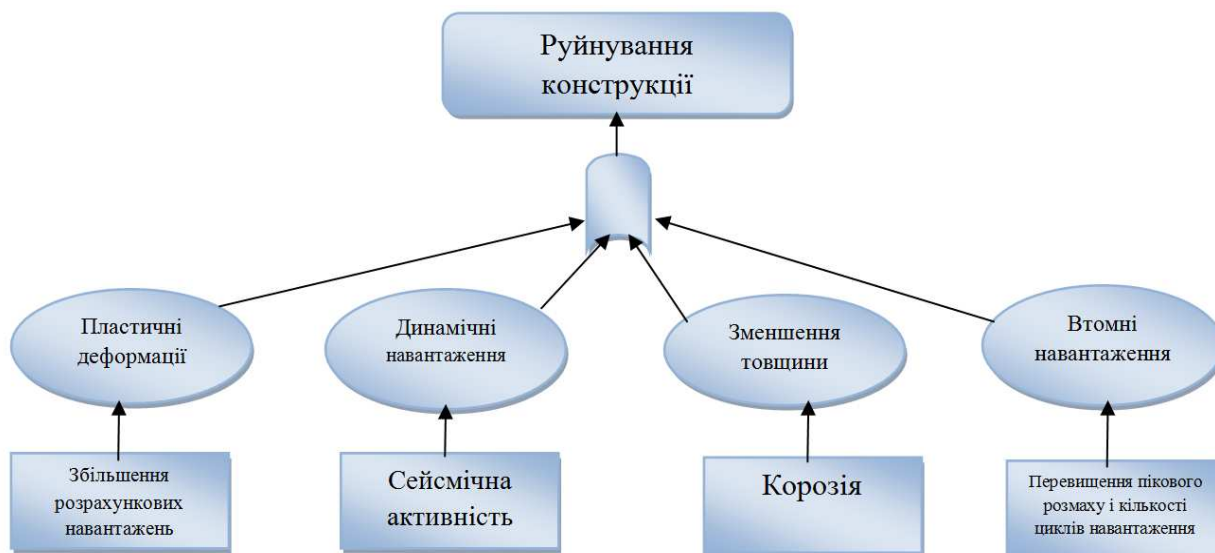


Рисунок 2 – Дерево відмов для випадку руйнування конструкцій морських нафтогазових споруд (МНС)

жуть у сукупності призвести до аварії (наприклад, збій системи).

Дерево відмов має кілька потенційних застосувань для морських нафтогазових промислів:

- частотний аналіз, часто використовується для кількісної оцінки ймовірності виникнення події і заснований на оцінці відмов кожного компонента. Вершина події може бути індивідуальною.

- в ідентифікації небезпеки, може бути використаний якісний визначник комбінації основних подій, який достатній, щоб викликати верхню подію.

Будівництво, зазвичай, починається з головної події і працює вниз до основних подій.

Сильними сторонами дерева відмов є:

- широке використання і загальна прийнятність;

- підходить для багатьох небезпек, які виникають з поєднанням несприятливих обставин;

- часто є єдиною методикою, яку можна використовувати для нових або складних систем;

- підходить для технічних несправностей і людських помилок;

- чітка і логічна форма представлення.

Слабкістю дерева відмов є:

- схематичний формат, який перешкоджає аналітикам зауважити припущення і умовні ймовірності для кожного розгалуження;

- для великих систем з часом стає складно і важко простежити всі небезпеки;

- аналітики можуть пропустити відмову і не визнати її із загальної причини, якщо вони не мають високого рівня знань і працювати спільно з оператором;

- всі події вважаються незалежними;

- втрачається ясність, коли застосовується до систем, які не потрапляють в прості або робочі стани (наприклад, людські помилки, несприятливі погодні умови і т.д.).

Дерево відмов призначене для детального аналізу окремих систем.

Розглянемо простий приклад руйнування конструкції морської нафтогазової платформи.

В якості кінцевої події розглядають руйнування елемента конструкції або її значної частини, втрата стійкості стаціонарних засобів освоєння шельфу та розлив забруднюючих речовин (розлив нафти, викид шкідливих газів), які, у свою чергу, можуть призвести до наслідків різного ступеня тяжкості для робочого персоналу, навколишнього середовища та фінансових втрат. Для визначення сценаріїв виникнення цих небезпечних станів побудовано дерево відмов (див. рисунок 2).

Руйнування конструкції (рисунок 2) може відбутися при виникненні одного з наступних явищ: пластичні деформації, втомні напруження, динамічні навантаження і зменшення товщини головних конструктивних елементів. На можливість появи небезпечного стану, пов'язаного з розвитком пластичних деформацій і подальшого руйнування конструкції, впливають зовнішні навантаження від дії вітру, хвиль, течій і льоду. Поява такої події можлива у випадку, коли реальні зовнішні навантаження в період експлуатації на головні елементи конструкції перевищать величини, які відповідають несприятливому поєднанню екстремальних навантажень, прийнятих на проектній стадії або у випадку неправильного визначення екстремальних навантажень з їх найгіршою комбінацією. Контроль напруженого стану елементів конструкції може бути здійснений шляхом моніторингу зовнішніх навантажень. Це дає змогу розраховувати комбінації зовнішніх навантажень, що діють при експлуатації, і зіставляти їх з допустимими значеннями, зазначеними в інструкції з експлуатації. На підставі цих оцінок особа, яка приймає рішення (ОПР) здатна проводити контроль напруженого стану елементів конструкції і давати рекомендації з проведення технічного огляду.



Рисунок 3 – Дерево відмов для випадку втрати стійкості МНС

На можливість появи небезпечного стану, пов'язаного з появою втомних напруг, тріщин в зварних елементах опорних підставах і подальшого руйнування конструкції, впливає число циклів знакозмінного навантаження і напруження від цих навантажень. Поява такої події можлива у випадку, коли максимальні напруги і/або число циклів навантаження перевищує значення прийнятого на проектній стадії.

Моніторинг зовнішніх навантажень дає можливість розраховувати значення напруг і циклів навантаження і на підставі цього ОПР має можливість провести оцінку втомної міцності елементів конструкції, дати рекомендації з проведення технічного огляду.

Зовнішні навантаження від хвиль, вітру, течій і землетрусів можуть служити джерелами збудження динамічних навантажень. Ризик появи резонансу глобальних або локальних коливань засобів освоєння шельфу з енергетично потужними динамічними навантаженнями, а також ризик переміщень земної кори внаслідок землетрусів піддається ретельній оцінці на проектній стадії.

Зменшення товщини головних конструктивних елементів здатне надавати як прямий вплив на надійність конструкції, так і впливати на збільшення пластичних і втомних деформацій. Ймовірність цієї події вкрай висока, тому забезпечення безпеки і зниження ризиків руйнування елементів конструкції за рахунок сильної корозії забезпечується технічним моніторингом, проведенням планових та непланових оглядів елементів у зонах змінної ватерлінії і підводної частини.

На можливість втрати стійкості морських нафтогазових споруд впливають перехідні моменти від зовнішніх впливів (рисунок 3). Поява такої події можлива у випадку, коли перекидні моменти від зовнішніх навантажень в період експлуатації перевищують величини, прийняті на проектній стадії. У свою чергу, ймовірність такого перевищення є досить висока у випадку неправильного визначення перекидаючих моментів або зміни стану дна. Під останнім розу-

міється зміна поведінки ґрунту і його взаємодії з опорними колонами бурових установок під дією зовнішніх навантажень. Зовнішні навантаження від дії течій здатні викликати зміну стану дна, наприклад, знизити його міцність при зсуві, знизити його стабільність, розмивати опорні підстави. У результаті подібного впливу морська нафтогазова споруда може здійснювати горизонтальні переміщення, що становить небезпеку заклинювання бурового обладнання та викиду вуглеводнів в навколишнє середовище. Крім цього збільшуються перекидні моменти, здатні перекинути морську споруду.

Зміна дна істотно впливає на стійкість морських стаціонарних установок.

На рисунку 4 зображено аварію, яка відбулась через зовнішні навантаження, а саме ураган.



Рисунок 4 – Руйнування бурової установки «NDC Al Mariyah» [8]

Однак прогнозування цього явища на проектній стадії є вкрай складним через складність проходження процесів і неоднозначності в розрахункових методах. Тому зменшення ризику виникнення цієї події залежить від правильності прийняття рішення про заходи щодо зміцнення дна на проектній стадії та моніторингу деформацій дна протягом усього терміну служби гідротехнічної споруди.

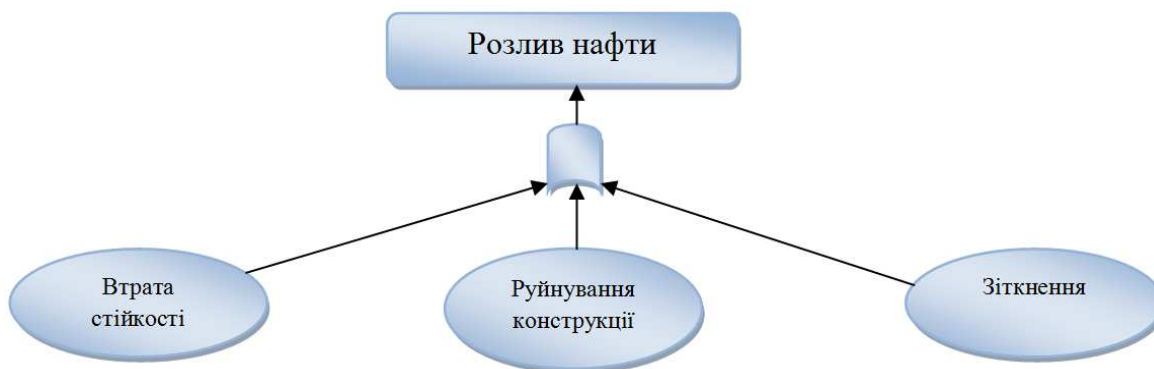


Рисунок 5 – Дерево відмов у випадку розливу нафти



Рисунок 6 – Пожежа внаслідок зіткнення платформи з судном в Індійському океані

Ймовірність викиду видобутих ресурсів в навколишнє середовище вельми велика, і може відбуватися не тільки в аварійних ситуаціях, але і за нормального експлуатаційного режиму. Тому попередженню цього явища і проведення заходів з ліквідації викидів приділяється велике значення при освоєнні ресурсів шельфу. На ймовірність цієї події впливає два явища: техногенні та зовнішні впливи (рисунок 5). До техногенних явищ відносять:

1) зіткнення в морі з морським судном через погану видимість і інтенсивністю руху в районі видобутку;

2) викиди вуглеводнів під час видобутку, перевантаження, транспортування, скидання технічної води в морі;

3) господарська і терористична діяльність.

Зовнішні явища, здатні викликати появу небезпечних ситуацій, що супроводжуються викидом продуктів видобутку і включають аварійні наслідки від руйнування елементів конструкції і втрати стійкості засобів освоєння шельфу.

На рисунку 6 зображено аварію, яка виникла внаслідок того, що прибійна хвиля вдарила в допоміжне судно, що стояло поряд з платфо-

рмою, внаслідок чого воно врізалось в конструкцію платформи, виникла пожежа [8].

#### Дерево подій

Логічним інструментом локалізації найбільш небезпечних ланок будь-якої системи є метод побудови “дерева подій”. Суть методу полягає в відшуканні оптимального рішення, що знижує ймовірність можливості виникнення небезпечної події.

Запобігання небезпек або захист від них базується на значенні причин. Між реалізованими небезпеками й причинами існує причинно-наслідковий зв'язок. Отже, причини й небезпеки утворюють ієрархічні, ланцюгові структури або системи. Графічне зображення таких залежностей чимось нагадує розгалужене дерево. У споруджуваних “деревах”, як правило, є гілки причин і гілки небезпек. Побудова “дерева” є винятково ефективною процедурою виявлення причин різних небажаних подій. Границі розгалуження “дерева” визначаються логічною доцільністю одержання нових гілок. Дерево подій є логічним відображенням відгуків розглянутої гілки (процесу) на вихідні події. Кожна послідовність має, як результат, або

безпечний стан, або аварійний стан та забезпечує передбаченість аварійних послідовностей від початку до кінця.

Дерево подій є наочним способом простежити виконання таких функцій:

- визначення аварійних наслідків;
- визначення необхідних функцій системи безпеки;
- квантифікування частот послідовностей.

Процедура операцій при аналізі дерева подій полягає в розгляді можливостей розвитку ініціюючої або пікової події. Далі визначають бар'єри безпеки, призначені для обмеження негативних наслідків такої події. Розвиток послідовності подій розглядають по черзі з урахуванням захисних бар'єрів. На кожному рівні дерева подій розглядають два логічних стани: успіх (так) і невдача (ні) залежно від того, виконав бар'єр своє завдання чи ні. Дерево подій дозволяє виконати як якісний, так і кількісний аналіз.

Перевагами дерева подій є:

- широке використання і загальна прийнятність.
- підходить для багатьох небезпек, які виникають з послідовності наступних невдач.
- це чітка і логічна форма представлення.
- простота і легкість для розуміння.

Недоліком дерева подій є:

- не завжди ефективно для використання, де багато подій повинні відбутися в комбінації.
- всі події вважаються незалежними.
- втрачає свою ясність, коли застосовується до систем, які не потрапляють в прості або робочі стани (наприклад, людські помилки, несприятливі погодні умови і т.д.).

Дерево подій є простим, але ефективним методом.

### Аварії та їх аналіз

Будь-яка аварія чи катастрофа у своєму розвитку проходить через чотири стадії, виділені в [6]: ініціювання аварії; розвиток аварії; вихід аварії за межі аварійного об'єкта; ліквідація наслідків аварії. Кожна з цих стадій має характерні особливості.

Аналіз аварій на морських нафтогазових промислах, терміналах зі скрапленням газом (причин їх виникнення, процес розвитку) проводиться в останні роки в різних країнах світу. Загальний висновок з таких досліджень не надто втішний. Великі аварії є, як правило, результатом збігу вкрай малоймовірних подій, статистичні дані про які не можуть бути зібрані. До цих подій відносяться не тільки несподівані зміни у функціонуванні об'єкта, але і явне нерозуміння оператором нового стану об'єкта, що призводить до неправильних дій.

У зв'язку з тим, що нові технології складні, недостатньо вивчені, а поведінка людини, не до кінця розуміє зміни в об'єкті, важко передбачити, необхідні спеціальні заходи підготовки до можливої аварії. Вони повинні визначатися розробленими сценаріями надзвичайної обстановки. В даний час проводяться дослідження, пов'язані з комунікаціями в надзвичайній ситу-

ації, створенням децентралізованого управління в надзвичайних ситуаціях.

Такі заходи можна підготувати на основі даних про минулі аварії (дрібні й середні). Для цього існує банк даних про аварії, де зібрані відомості піддаються ретельному вивченню. Такий банк даних створений в Західній Європі. Результати аналізу відкриті для країн членів Європейського економічного співтовариства. У банку даних накопичуються відомості про аварії на однакових виробництвах, що дозволяє розкривати їх загальні причини.

Аналіз відомих аварій повинен включати:

- перелік аварій і неполадок, що мали місце на декларованому об'єкті (оформляється тільки для діючих об'єктів);
  - перелік аварій, що мали місце на інших аналогічних об'єктах, або аварій, пов'язаних з небезпечними речовинами;
  - аналіз основних причин аварій, які відбулись.
- Аналіз умов виникнення та розвитку аварій включає:
- визначення можливих причин і факторів, що сприяють виникненню і розвитку аварій;
  - визначення типових сценаріїв можливих аварій;
  - обґрунтування застосовуваних фізико-математичних моделей і методів розрахунку;
  - оцінка кількості небезпечних речовин;
  - розрахунок вірогідних зон дії вражаючих факторів;
  - оцінку можливого числа постраждалих;
  - Оцінку можливого збитку.

Виходячи з аналізу аварій частоту і ступеня тяжкості аварії наведено в таблиці 2 і 3[7]:

При проектуванні розробки морських нафтогазових родовищ і експлуатації МНС необхідно приділяти увагу ризику виникнення аварійності на морських промислах, а також розробці нових методів контролю за безпекою робіт. Ефективним методом є побудова дерева подій і дерева відмов, для кожного виду операцій, а також визначення ризику безпеки на стадії проектування, які сприятимуть попередженню аварійності при експлуатації МНС. В даній статті описана структура оцінки ризику, техногенних небезпек, наведені приклади ідентифікації небезпек і оцінки ризику на стадії експлуатації морських нафтогазових родовищ. Наведені інженерні підходи до вимірювання ризику, а саме: дерево відмов і дерева подій.

Особливим класом задач прийняття рішень є задачі з урахуванням факторів ризику і безпеки. Фактор ризику, що розуміється як ймовірність втрат, впливають на процес прийняття рішень. Аварії на морських нафтогазових промислах, людські жертви, пов'язані з використанням різних технологій, визначають виняткову важливість завдань аналізу ризику.

Основними напрямками досліджень в галузі аналізу ризику на морських нафтогазових спорудах, є:

- вимірювання ризику;
- підвищення безпеки великомасштабних технологічних систем;
- аналіз аварій.

Таблиця 2 – Категорії частоти аварій

Категорія	Аварія	Характеристика ймовірності аварії
1	Практично не можлива	Події такого типу майже ніколи не траплялося, але не виключається їх виникнення
2	Рідкісна	Такі події траплялися в світовому масштабі, але всього кілька разів
3	Мало ймовірна	Така аварія відбувається, але мало ймовірна протягом терміну реалізації проекту
4	Ймовірна	Можливо, що така аварія трапиться протягом терміну реалізації проекту
5	Практично неминуча	Може статися, в середньому, частіше, ніж раз на рік

Таблиця – 3 Категорії ступеня тяжкості аварій

Категорії ступеня важкості аварії	Характеристика наслідків аварії
Незначні	Не позначається на здоров'я і безпеці робочих, немає травм на об'єкті, немає пошкоджень об'єкта, не позначається на природних ресурсах
Мало значні	Немає серйозних травм та загибелі людей, легкі пошкодження об'єкта, немає простою, легкий короткочасний вплив на природне середовище.
Серйозні	Можливі серйозні травми і загибель людей на об'єкті, але немає загрози здоров'ю і життю людей серед населення, значний негативний, але в кінцевому рахунку оборотний, вплив на деякі природні ресурси.
Дуже серйозні	Травми і загибель великої кількості працюючих на об'єкті, значне пошкодження платформи, значний і тривалий збиток завдається природним ресурсам
Катастрофічні	Велика кількість жертв серед персоналу, надзвичайна шкода безлічі природним ресурсам

### Висновки

Отже, висновками після проведення аналізу виникнення аварій, їхнього розвитку, а також після розглянутих методів оцінки ризику, проаналізовано всі переваги і недоліки кожного з методів це дозволить вибрати оптимальний для проектування аварій. На мою думку кожен з методів є унікальний і показує різні способи оцінки аварії. Наприклад при оцінці наслідків аварії, тобто як вона може розвиватись і які методи слід застосувати, щоб це не призвело до наступних аварій, слід користуватись деревом подій, а для попередження аварії слід використовувати дерево відмов. Тому при розгляді небезпечної ситуації слід розробляти в комплексі як дерево подій, так і дерево відмов, тому що це є два поєднаних інструменти для оцінки як ризику, так і аварії.

Аналіз аварій, систематичний збір відомостей про аварії створюють основу для вирішення завдань управління ризиком. Завданням подальших досліджень є перевірення запропонованих методів аналізів оцінки ризиків і також визначення ризику при розливах нафтопродуктів на морську поверхню, а також запропонувати методи щодо зниження виникнення цих небезпечних ситуацій.

### Література

1 Marine risk assessment. Prepared by Det Norske Veritas for the Health and Safety Executive. Offshore technology report 2001/063.

2 APELL (Awareness and Preparedness for emergencies at Local Level). A Process for responding to technological accidents. – Industry and environment office united nations environment programme/ 1988/ -63 p.

3 ISO 17776:2000 "Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment"

4 Ларичев О.И. Проблемы принятия решений с учетом факторов риска и безопасности / Ларичев О.И. // Вестник АН СССР. – 1987. – № 11.

5 Haines Y. Risk modelling, assessment and management. New York : Wiley, 1998.

6 Легасов В.А. Научные проблемы безопасности современной промышленности / Легасов В.А., Чайванов Б. В., Черноплеков А.Н. // Безопасность труда в промышленности. – 1988. – № 1. – С. 44-51.

7 Рабкина Е.В. Факторы, вызывающие разливы нефти на объектах обустройства морских месторождений / Рабкина Е.В. // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 2. – С. 1-5.

8 www.safety.ru

Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.11.14

Рекомендована до друку  
професором **Копєєм Б.В.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Хомінцем З.Д.**  
(ТзОВ «ЕМПІ-Сервіс», м. Івано-Франківськ)

# Дослідження та методи аналізу

УДК 551.435.82

## АНАЛІЗ УМОВ ПРОЯВУ СУЛЬФАТНОГО ТА КАРБОНАТНОГО КАРСТУ ЯК ФАКТОР БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

*І.В. Чепурний**ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504576, e-mail: igor.chepurny@yandex.ua*

*Розглядається аналіз параметрів та умов утворення поверхневих форм прояву карсту як важливого фактора безпечної експлуатації трубопроводів. Особливу увагу приділено Західному регіону України, де значно поширені гірські породи, здатні до карстоутворення, і через територію якого проходять нитки магістральних нафто- та газопроводів. Для цієї території характерними є прояви карбонатного та сульфатного типів карсту, які на поверхні проявляються переважно у вигляді карстових воронок. Порівняльний аналіз умов розвитку поверхневих проявів сульфатного та карбонатного карсту виконано для досліджуваної ділянки у межах Львівської області. Результат дослідження дає змогу оцінити доцільність поділу за типами карсту фактичних даних карстопроявів при створенні регіональних прогностичних моделей їх просторового розвитку. Розглянуто геолого-тектонічну будову досліджуваної території, надається характеристика основних типів поверхневих карстових форм відповідно до геологічних умов залягання карстової товщі. Проведено порівняльний аналіз за морфометричними параметрами поверхневих проявів сульфатного та карбонатного карсту – глибиною, площею, формою в плані, формою у розрізі, типом механізму утворення, ступенем обводнення, фазою розвитку. В місцях поверхневих проявів сульфатного та карбонатного карсту визначено кількісні факторні характеристики основних геологічних, гідрогеологічних, геоморфологічних, тектонічних, геофізичних, техногенних факторів розвитку цих процесів, виконано порівняльну статистичну оцінку отриманих масивів даних.*

*Ключові слова:* карстові форми, фактори розвитку карсту, трубопроводи, статистичний аналіз.

*Рассматривается анализ параметров и условий образования поверхностных форм проявления карста как важного фактора безопасной эксплуатации трубопроводов. Особое внимание уделено Западному региону Украины, где широко распространены горные породы, подверженные карстообразованию и через территорию которого проходят нити магистральных нефте- и газопроводов. Основными типами карста на этой территории являются карбонатный и сульфатный, которые на поверхности проявляются преимущественно в виде карстовых воронок. Сравнительный анализ условий развития поверхностных проявлений сульфатного и карбонатного карста выполнен для исследуемого участка в пределах Львовской области. Результат исследования позволяет оценить целесообразность разделения по типам карста фактических данных карстопроявления при создании региональных прогностических моделей их пространственного развития. Рассмотрено геолого-тектоническое строение исследуемой территории, приводится характеристика основных типов поверхностных карстовых форм в соответствии с геологическим условиям залегания карстовой толщи. Проведен сравнительный анализ морфометрических параметров поверхностных проявлений сульфатного и карбонатного карста - глубиной, площадью, формой в плане, формой в разрезе, типу механизма образования, степени обводненности, фазой развития. В местах поверхностных проявлений сульфатного и карбонатного карста определены количественные факторные характеристики основных геологических, гидрогеологических, геоморфологических, тектонических, геофизических, техногенных факторов развития этих процессов, проведена сравнительная статистическая оценка полученных массивов данных.*

*Ключевые слова:* карстовые формы, факторы развития карста, трубопроводи, статистический анализ.

*The article deals with the analysis of parameters and conditions of formation of the surface karst manifestations as an important factor of safe pipelines operation. Particular attention is given to the Western region of Ukraine, where rocks, capable of karstification, are spread and in the territory of which there are main oil and gas trunk pipelines. The main types of karst in this area are carbonate and sulfate, which appear on the surface mainly*

*in the form of karst funnels. The comparative analysis of the conditions of the surface manifestations of sulfate and carbonate karst was performed for the area of interest within Lviv region. The study results allow to evaluate the appropriateness of division of karst manifestations in accordance with the karst types when creating regional predictive models of their spatial development. The geological and tectonic structure of the area of interest was studied and characteristics of the main surface karst types in accordance with the geological conditions of the karst strata occurrence were provided. A comparative analysis of morphometric parameters of surface manifestations of sulfate and carbonate karst – depth, size, plan form, cross section form, formation mechanism type, degree of water flooding, and development phase was conducted. In the places of surface manifestations of sulfate and carbonate karst the quantitative factor characteristics of the main geological, hydrogeological, geomorphological, tectonic, geophysical, and technological factors of these processes development were determined and comparative statistical evaluation of the obtained data were conducted.*

Keywords: karst forms, factors of karst development, pipelines, statistical analysis.

## **Вступ**

Карст є небезпечним екзогенним геологічним процесом (ЕГП), прояви якого значно поширені на території України. Карст виникає в тих районах, де розповсюджені розчинні у воді гірські породи – карбонатні, сульфатні, кам'яна та калійна солі. Відповідно до цього розрізняють карст карбонатний, сульфатний і соляний. При розчиненні та вилуговуванні поверхневими і підземними водами вапняків, доломітів, крейди, мергелів, гіпсу, кам'яної солі на поверхні землі утворюються воронки, провали та інші форми рельєфу, а в товщі гірських порід – різноманітні порожнини, канали, печери. Для карстових районів характерні численні приклади деформацій і провалів споруд. Часто внаслідок катастрофічного розвитку екзогенних геологічних процесів, і карстових процесів зокрема, відбуваються аварійні ситуації на об'єктах трубопровідного транспорту.

Україна володіє розгалуженою газотранспортною системою, об'єкти якої часто розміщуються в геодинамічно активних зонах і можуть піддаватись діям механічних навантажень унаслідок розвитку небезпечних геодинамічних процесів, куди відносять і карстові [1]. У кінцевому результаті це може призвести до деформацій і руйнування труб та інших технологічних конструкцій. На рисунку 1 наведено суміщену карту ураженості сульфатно-карбонатним карстом території Західного регіону України та схему газопроводів ДК «Укртрансгаз». Як впливає з рисунка, карстові процеси значно поширені на зазначеній території, а магістральні газопроводи проходять через території, уражені карстом.

Як впливає з [2], здатними до карстоутворення є території Львівської, Тернопільської, Чернівецької, Івано-Франківської областей. Карстові площі мають різні ступені стійкості, тобто різну інтенсивність утворення карстових провалів, що визначається природно-техногенними умовами кожної окремої території. Тому питання дослідження умов розвитку карстових процесів при розробці прогностичних моделей є актуальним.

## **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій**

Дослідженнями карстових процесів займається ряд вчених в Україні, серед яких варто відмітити вітчизняних науковців: О.М. Адаме-

нка, В.Н. Андрейчука, А.М. Гайдіна, С.В. Гошовського, В.Н. Дублянського, О.Б. Климчука, Г.І. Рудька, Я.М. Семчука та багатьох інших. Роботами, в яких широко висвітлено проблему карсту як геологічного явища, є роботи Д.С. Соколова, Г.А. Максимовича, Н.А. Гвоздецького, Д.С. Ford, Р.В. Williams, в яких детально описано усі аспекти карстового процесу – умови утворення, геоморфологію, гідрологію тощо. Важливим питанням, якому присвячено значну кількість наукових праць є питання впливу карстових процесів на інженерні споруди, до яких відносять трубопроводи, а також питанням інженерного захисту території. Серед таких праць варто відмітити [3-10]. Стосовно прогнозування розвитку карстових процесів, то таких робіт є небагато. Найчастіше оцінка можливості поширення карстових провалів у просторі визначалась шляхом районування території за певними ознаками – поширеністю карстових порід, щільністю карстопроявів на території тощо. На сучасному етапі виокремився напрямок у прогнозуванні ЕГП, який передбачає визначення небезпеки за факторами, які ініціюють процес. Сюди можна віднести праці [11-13]. Автор приймав участь у роботах з розроблення алгоритму прогнозування карстопробальних процесів [14, 15]. Алгоритм передбачає розрахунок кількісних факторних характеристик у точках карстопроявів, статистичний аналіз отриманих рядів даних з подальшим розрахунком інтегрального показника, на основі якого створюються прогностичні карти. Дослідження, наведені в даній статті, повинні вирішити невирішену раніше проблему, а саме порівняти умови утворення поверхневих проявів сульфатного та карбонатного карсту, морфометричні параметри карстових форм, що дозволить оцінити доцільність урахування типу карсту при створенні прогностичних моделей просторового розвитку поверхневих проявів цих процесів на регіональному рівні.

## **Задачі та методи досліджень**

Як зазначалось, основним небезпечним проявом карсту є утворення провалів та просідань земної поверхні. Фактично це є результатом складного багатофакторного механізму, який можливо деякою мірою формалізувати для моделювання. Основна умова прояву карсту – це наявність розчинних порід та їх тип. Метою дослідження, результати якого наводяться в цій статті, є порівняння основних умов

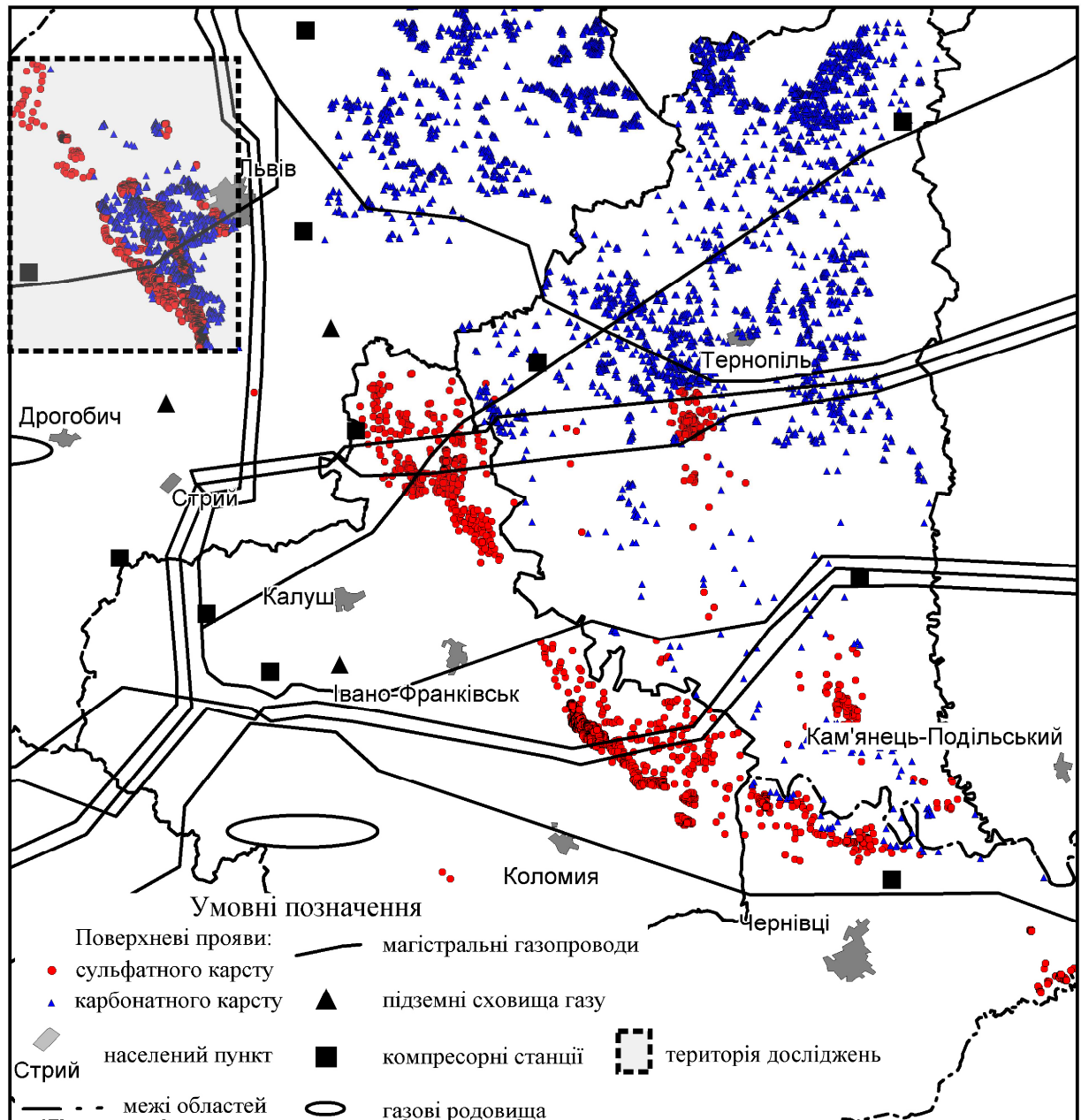


Рисунок 1 – Карта ураженості сульфатно-карбонатним карстом території Західного регіону України з нанесеною схемою газопроводів ДК «Укртрансгаз»

розвитку карбонатного та сульфатного карсту, що дасть можливість зробити висновок про доцільність розподілу поверхневих проявів сульфатного та карбонатного карсту при прогнозуванні.

Для досягнення поставленої мети були виконані такі завдання:

– на прикладі території, де поширені одночасно прояви сульфатного та карбонатного карсту, надати детальний опис геологічної будови території, що дозволить виявити основні типи поверхневих карстових форм відповідно до геологічних умов залягання карстової товщі;

– методами просторового аналізу ГІС, використовуючи відповідні картографічні шари, визначити кількісні характеристики просторових факторів поширення сульфатного та карбонатного карсту;

– статистичними методами порівняти отримані масиви даних кількісних характеристик факторів для карбонатного карсту та для сульфатного карсту, застосувавши відповідні статистичні критерії.

### Основний матеріал дослідження

З рисунка 1 видно, що територія Західного регіону України значною мірою уражена поверхневими проявами сульфатного та карбонатного карсту. Точки карстопроявів винесені на карту згідно каталогу карстопроявів ДНВП «Геоінформ України», абсолютна більшість із них є карстовими воронками (лійками). Частина карстопроявів згідно каталогу відноситься до карбонатного карсту, частина – до сульфатного. Умови формування цих карстопроявів є

Таблиця 1 – Геологічна будова досліджуваної ділянки (за даними [17])

Система	Відділ	Ярус	Під'ярус	Світа	Горизонт	Потужність, м	Літологія
Четвертинна						0-40	Алювіальні, флювіо-гляціальні, озерно-льодовикові піски, супіски, суглинки, глини із включеннями гравію, гальки й великих валунів
Неогенова	Середній міоцен	Баденський	Верхній	Косівська		0-100	Кварцево-вапняковисті пісковики внизу (до 20 м), вище мергелисті глини, шаруваті й грудкуваті
				Тираська	Ратинський	0-30	Вапняки
			Дністровський		0-50	Гіпсоангідрити й кристалічні гіпси із прошарками мергелів, пісковиків і глин	
			Нижній	Опільська	Нараєвський	30-40	Літотамнієві вапняки із прошарками пісків і пісковиків у нижній частині
Баранівський	0-33	Глинисті піски й пісковики					
Крейдова	Верхній					Розкритий до 114,5	Кварцево-вапняковисті пісковики, піщані мергелі, рідше глини й глинисті вапняки

різними і формуються сукупністю природних і техногенних чинників. Існують території, де в регіональному масштабі важко розділити поверхневі прояви сульфатного та карбонатного карсту, оскільки ці території мають складну геологічну будову, що зумовлено історією геологічного розвитку. Це передусім зона зчленування платформи та прогину, де породами, що карстуються, можуть бути гіпсоангідрити, гіпси, вапняки. Постає питання про доцільність розділення при прогнозуванні на регіональному рівні проявів сульфатного та карбонатного карсту. Методика, яка використовується при прогнозуванні [14, 15] передбачає створення еталонних прогностичних моделей на основі врахування умов розвитку існуючих карстопроявів. Тобто враховуються умови розвитку карстового прояву (карстової воронки), яка може утворитись, наприклад, під впливом суфозійних процесів, а не процесу розчинення. З іншого боку, існує суттєва різниця між розчинністю сульфатних і карбонатних порід, наприклад, розчинність у природних умовах вапняку, гіпсу та кам'яної солі приблизно представляється співвідношенням  $1:10^2:10^4$ , що визначає потенціальну інтенсивність відповідних літологічних типів карсту [16].

Тому доцільно провести порівняльний аналіз умов розвитку проявів сульфатного та карбонатного карсту. У якості досліджуваної території обрано територію в межах Львівської області (рис. 1), де зафіксовано 3549 карстопроявів, серед яких 2264 прояви карсту згідно каталогу віднесено до сульфатного, 1285 – до карбонатного. Порядок досліджень такий – слід охарактеризувати геологічну будову території, розглянути умови та механізм утворення поверхневих проявів карсту, використовуючи ГІС-технології визначити кількісні параметри осно-

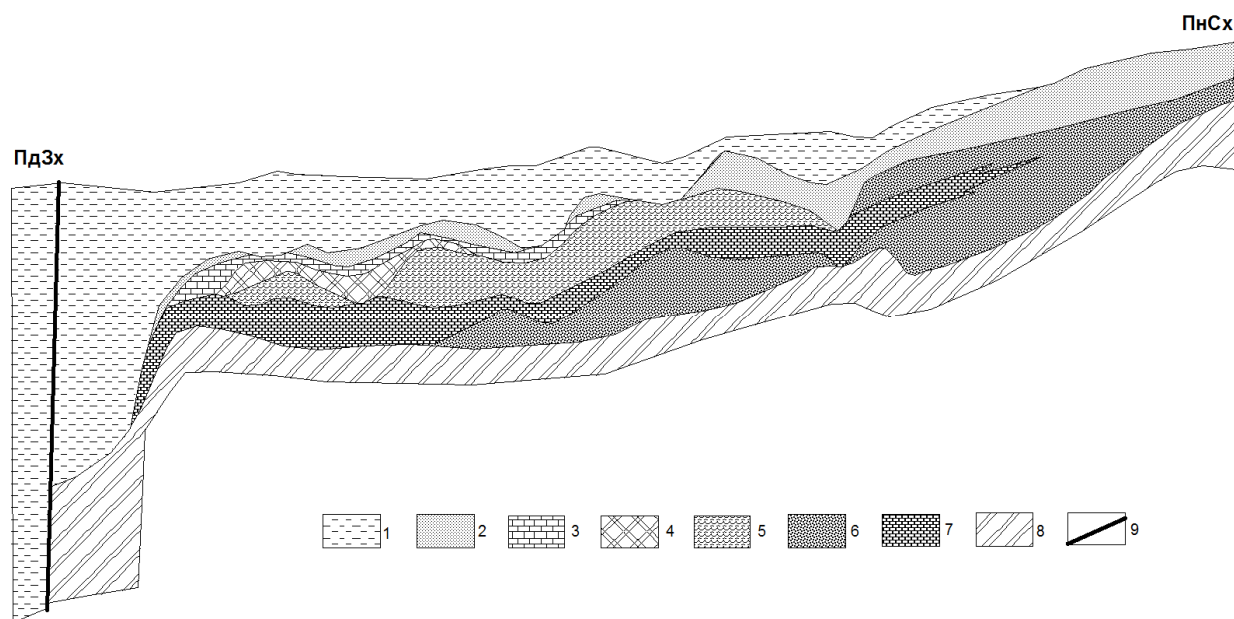
вних умов розвитку карстових процесів, обчислити основні статистичні характеристики кількісних параметрів факторів розвитку карсту, порівняти їх та зробити висновки.

**Геолого-тектонічна будова території.** Досліджувана територія розташована в межах крупних геоструктурних регіонів – Східно-Європейської платформи та Передкарпатського прогину. Складена крейдовими (К), нижньобаденськими ( $N_1b_1$ ), верхньобаденськими ( $N_1b_2$ ) неогеновими та четвертинними (Q) відкладами (табл. 1).

На рис 2 зображено геологічний розріз, який детально відображає стратиграфічну послідовність залягання порід неогену. Розріз наведено згідно з [18], він стосується порід неогену платформи в районі Язівського родовища сірки.

Верхньокрейдові відклади поширені повсюдно, залягають на глибині від 40 до 200 м. У східній частині ці відклади залягають під четвертинними утвореннями, у західному напрямку їхня покрівля занурюється на глибину більше 200 м. Розкрита потужність крейдових відкладів 60-144 м. Це кварцево-вапняковисті пісковики з глауконітом, піщанисті мергелі, рідше глини й глинисті вапняки. Породи в межах району практично безводні [19].

На крейдових відкладах залягають баденські породи, представлені в нижній частині глинистими пісками та пісковиками потужністю від 0 до 32 м (баранівський горизонт). Міоценові відклади на платформній окраїні залягають на розмитій поверхні крейдових утворень. Крейда представлена тут теригенно-карбонатними відкладами, найчастіше мергелями, пісковиками, детритовими та глинистими вапняками. Розріз міоцену складається баден-



Верхньобаденський під'ярус, косівська світа: 1 – глини вапняковисті; 2 – пісковики кварцові.

Тираська світа, ратинський горизонт; 3 – вапняки; 4 – вапняки з сіркою.

Дністровський горизонт: 5 – гіпси і ангідрити.

Нижньобаденський під'ярус: 6 – піски, пісковики кварцові з окремими прошарками літотамній;

7 – вапняки літотамнієві.

Крейдова система, верхній відділ: 8 – пісковики алевритові; 9 – лінія тектонічного розриву

**Рисунок 2 – Геологічний розріз неогену Східно-Європейської платформи у районі Язівського родовища сірки [18]**

ськими й сарматськими осадами. Нижній баденій (підгіпсова товща) представлений рядом горизонтів, у складі яких переважають вапняно-глинисто-піщанисті відклади поблизу межі з прогином (потужність 70-90) м і більше, змінюючись у глибину платформи вапняково-біогермними та піщаними фаціями (потужність 10-30 м). У досліджуваному районі в складі нижньобаденської товщі переважають літотамнієві вапняки [19]. Комплекс фацій водоростевих (літотамнієвих) осадів, так званих “нараєвських верств”, має широке розповсюдження серед відкладів опільської світи. У складі цього комплексу, окрім характерних фацій літотамнієвих вапняків, розвинуті фації органогенно-уламкових і біогермних вапняків. Потужність комплексу коливається від 0,5 до 11 м, зрідка сягає 24-34 м.

Горизонт гіпсоангидритів, разом із залягаючими в його покрівлі пелітоморфними та кристалічними вапняками, утворює тираську світу, яка є основним середовищем розвитку карсту даної території. Як зазначено в [19], гіпсоангидритовий горизонт, потужністю від декількох до 35-50 м, представлений гіпсами, а з наближенням до прогину вміст ангидритів у його складі збільшується, гіпсоангидритова товща стає більш однорідною в розрізі. Карбонатні та глинисті прошарки малочисельні й малопотужні. Горизонт пелітоморфних і кристалічних вапняків потужністю від декількох десятків сантиметрів до 25 і більше метрів, зазвичай залягає в покрівлі гіпсоангидритів [19]. Горизонт переважно пелітоморфних вапняків потужністю від

0,2 до 5-10 м, що названий ратинським, має седиментаційне хомогенне походження й розвинений майже всюди на площі поширення гіпсоангидритової товщі. У глибині платформної окраїни північно-східний контур горизонту повсюдно виходить за контур гіпсів і в згладженому вигляді повторює його. Інший різновид утворюють епігенетичні вапняки, утворені в результаті заміщення (метасоматичного або гідрогенного) гіпсоангидритів у ході сульфатредукції, що мають мінливу потужність (до 25 м). Вони переважають у районах сірчанних родовищ, місцями повністю заміщають гіпсоангидрити і можуть бути рудними та безрудними [19].

Характер контакту надгіпсових вапняків з гіпсоангидритами досить мінливий через генетичну відмінність перших і через різний ступінь їхнього гіпергенного перетворення: від поступових переходів до чіткого розділу. Відклади тираської світи узгоджено перекриваються карбонатно-глинистими осадами косівської світи, що також відносяться до верхнього баденію. Поблизу границі з прогином вони представлені переважно глинистими відкладами, з пісковиками та карбонатними прошарками в нижній частині. Верхньобаденські відклади вгорі змінюються товщею сарматських мергелів і глин, потужність яких зростає до 30-50 м у напрямку прогину. Поблизу межі з прогином сарматські відклади літологічно важко відрізняються від осадків косівської світи, разом з якими утворюють глинисту покривку загальною потужністю до 80-100 м [19].

Підсумовуючи викладений вище геологічний опис, можна зробити такий висновок. Територія досліджень має складну геологічну будову. Це, в першу чергу наявність великої кількості тектонічних порушень, що значно сприяє карстоутворенню, враховуючи їхню дренажну дію, а також підвищену тріщинуватість порід у прилеглих до розломів ділянках. Іншою специфічною особливістю є складність розділення дністровського (гіпсангідритового) і ратинського (надгіпсового) горизонтів тираської світи. Це значно ускладнює можливість просторового прогнозування карсту в регіональному масштабі, оскільки при прогнозуванні необхідні детальні дані про геологічну будову території, які можуть бути отримані або з карт масштабів 1:25 000, 1:50 000 і крупніших, до яких є обмежений доступ, або за даними буріння.

**Умови розвитку карсту.** Різноманітність карстових гірських порід, умов їх залягання, рельєфу, клімату, зон руху та складу вод і багато інших факторів призводять до утворення різних поверхневих і підземних карстових форм. Відповідно, карстова небезпека території визначається, в першу чергу, наявністю та розповсюдженням активних поверхневих карстових проявів (воронки, ліюк).

У геологічній будові території можуть брати участь породи, що здатні до карстоутворення, але поверхневих карстових проявів тут може не спостерігатися. Розвиток будь-якого природного процесу відбувається за наявності поєднання тих конкретних умов. Їх встановлення не тільки дозволяє виділити даний процес серед інших взаємопов'язаних процесів, а й розкриває як характер цього процесу, так і ті умови, які необхідні для його розвитку. Інакше кажучи, встановлення факторів розвитку будь-якого процесу та зв'язку із іншими природними явищами дозволяє пізнавати закономірності розвитку самого процесу. Це твердження, наведене у фундаментальній праці Д.С. Соколова [20], деякою мірою відображає суть методики прогнозування екзогенних геологічних процесів, яка використовується нами.

Основні умови розвитку карсту були сформувані Д. С. Соколовим таким чином: «Будучи одним із геологічних процесів, карст неминує розвиватися там, де є одночасне поєднання таких чотирьох умов: розчинних гірських порід, їх водопроникності, рухомих вод та їх розчинюючої здатності» [20]. Відсутність однієї з чотирьох умов (у просторі або в часі) виключає можливість розвитку карсту. Саме ці умови дають змогу досить виразно виділити карст серед різних і, зазвичай, пов'язаних між собою геологічних процесів. Тому перелічені умови можуть бути названі основними.

Конкретне поєднання основних умов розвитку карсту може бути найрізноманітнішим. Воно залежить від багатьох факторів і змінюється в часі, визначаючись для кожної області її геологічною історією. Для кожної окремої карстової території існує своєрідність розвитку карсту. Аналіз основних умов і різних факто-

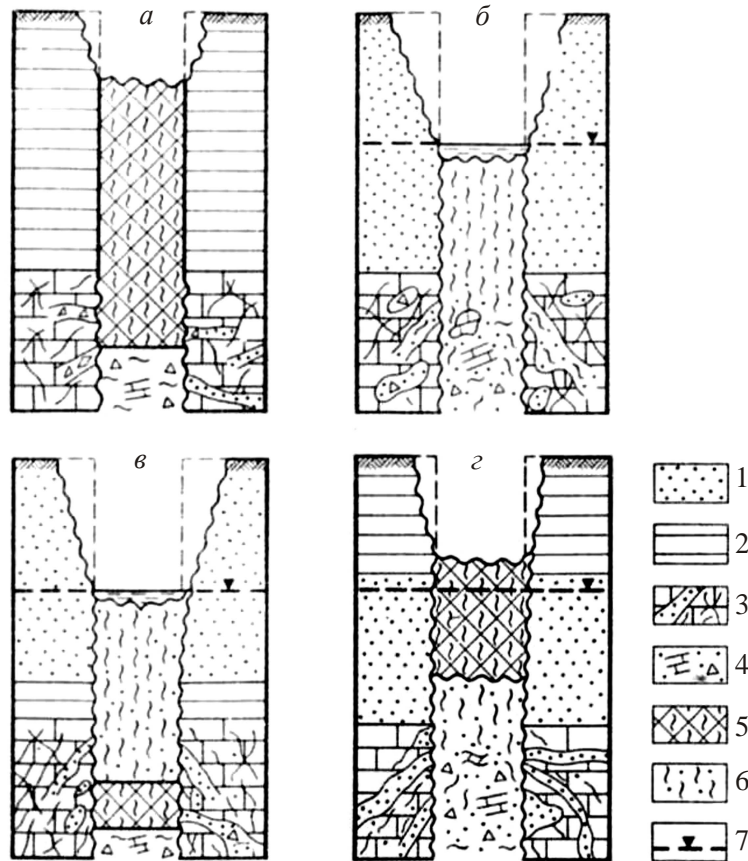
рів, що впливають на їх прояв, дозволяє розкривати та пізнавати загальні закономірності розвитку даного геологічного процесу.

З умов, що найбільш часто сприяють утворенню карсту, слід назвати наступні: клімат і рельєф місцевості, петрографічні особливості карстових порід, умови їх залягання, ступінь тріщинуватості, роздробленості та порушення тектонічними рухами, сучасні та новітні тектонічні рухи, інженерну та господарську діяльність людини.

Важливим питанням щодо розвитку поверхневих проявів карсту є наявність чи відсутність нерозчинного покриття різної проникності над розчинними породами, що впливає на карстовий процес. На основі даної класифікації розвинулись сучасні класифікації за еволюційними типами карсту. Згадані ідеї лягли в основу схеми еволюційної типології карсту, розробленої О. Б. Климчуком та D. Ford [21], яка розглядає типи карсту в контексті загальної геолого-геоморфологічної еволюції та гідрогеологічного циклу.

Карстові форми утворюються в результаті складної взаємодії багатьох геодинамічних процесів, серед яких розчинення або корозія є провідними і характерними. З інших процесів, що беруть участь в карстоутворенні, можна назвати ерозію, обвали, вивітрювання. У нерозчинних породах, що покривають закарстовані товщі або прилегли до них, розвиваються також осідання, обвалення, зсуви, суфозія, ерозія та інші процеси. Це дозволило Д. С. Соколову запропонувати класифікацію основних карстових форм [20]. Згідно цієї класифікації усі карстові форми відповідно геологічних умов залягання карстової товщі поділяються на: 1) ті, що розвиваються у розчинних породах; 2) ті, які розвиваються у нерозчинних породах, що покривають закарстовані чи прилегли до них. Для території, що розглядається у даній статті, особливо важливим є другий тип. Найбільш поширеною формою прояву карсту на поверхні згідно цієї класифікації є карстова воронка. Воронками називаються западини, що мають блюдцеподібну, чашовидну, конічну або циліндричну форму і які утворюються в розчинних у воді породах. Це найбільш поширена форма карстового рельєфу. Карстові воронки характерні для карбонатного карсту, доломітизованих вапняків, доломітів, крейди, мармуру, гіпсу та ангідриту, солей, природної соди. Воронки першого типу поділяються на корозійні, корозійно-ерозійні, провальні, які викликані відповідними генетичними процесами розчинення, ерозії, підземного розчинення, обвалювання. Другого типу поділяються на карсто-суфозійні, корозійно-просадкові, корозійно-провальні, корозійно-зсувні, генезис яких викликаний відповідними процесами суфозії з виносом матеріалу в підземні порожнини, просадкою відкладів покрівлі та пониженням поверхні карстової товщі, обрушенням відкладів покрівлі, зсувом відкладів покрівлі у воронці.

Розмір та форма карстових воронки залежать від складу шарів, що карстуються, їх три-



*а – гравітаційний; б – суфозійний; в – гравітаційно-суфозійний; г – суфозійно-гравітаційний.  
 1 – пісок; 2 – глина; 3 – закарстований вапняк;  
 4 – ослаблена карстова зона; 5 – зміщені глинисті відклади;  
 6 – зміщені піщані відклади; 7 – рівень підземних вод*

**Рисунок 3 – Типи механізмів провалів в районах покритого карсту [17]**

щинуватості, шаруватості, а також від місця розташування воронки та інших факторів. Найбільші карстові воронки є в чистих різновидах карстових порід. На початковій стадії вони можуть володіти крутими стінками та бути більш глибокими. У глинистих породах воронки конусоподібної форми є лише на початковій стадії. Надалі вони швидко заповнюються нерозчинними продуктами і мають пологі стінки та плоске дно. В областях покритого карсту карстові породи приховані під товщею покривних утворень та оголюються в стінках воронки дуже рідко. Покривні утворення часто не дозволяють бачити справжню форму воронки.

Практичні детальні дослідження умов утворення та механізму розвитку провалів і осідань земної поверхні в різних природних ситуаціях, проведені авторами [17], дозволили об'єднати всі випадки в залежності від будови масиву, ступеня закарстованості розчинних порід, фізико-механічних властивостей і водопроникності порід, які перекривають ослаблені карстові зони, у чотири типи 1) гравітаційний; 2) суфозійний; 3) гравітаційно-суфозійний; 4) суфозійно-гравітаційний (рис. 3). Слід зазначити, що розміри провальних воронки обумовлені не тільки умовами і факторами розвитку процесів, що порушують стійкість масивів порід, а й осо-

бливостями механізму утворення провалів. При рівних умовах розміри воронки будуть максимальні в тому випадку, якщо вони утворилися гравітаційним чи суфозійно-гравітаційним шляхом.

Найбільш поширеними карстовими формами є воронки, які мають різноманітне походження. Карстові воронки часто розташовуються групами, які, зазвичай, називають полями. Наявність полів карстових воронки зумовлена однорідністю умов деякого фактора карстоутворення. Наприклад, це може бути наявність тектонічних розломів, водопроникних зон порід тощо. Також з вищенаведеного впливають висновки, що провальні воронки є основною формою прояву поверхневого та приповерхневого карсту; кількість провальних воронки однозначно пов'язана з інтенсивністю розвитку карсту, але також велике значення має характер покривних порід в умовах покритого карсту. Кількісні критерії зв'язку можливості утворення воронки і основних чотирьох умов розвитку карсту не підлягають прямому масовому визначенню й не є доступними, виходячи з інформації, що отримуються в матеріалах топографічних, геологічних, інженерно-геологічних і інших досліджень. Варто шукати закономірні зв'язки розвитку карстових процесів, які

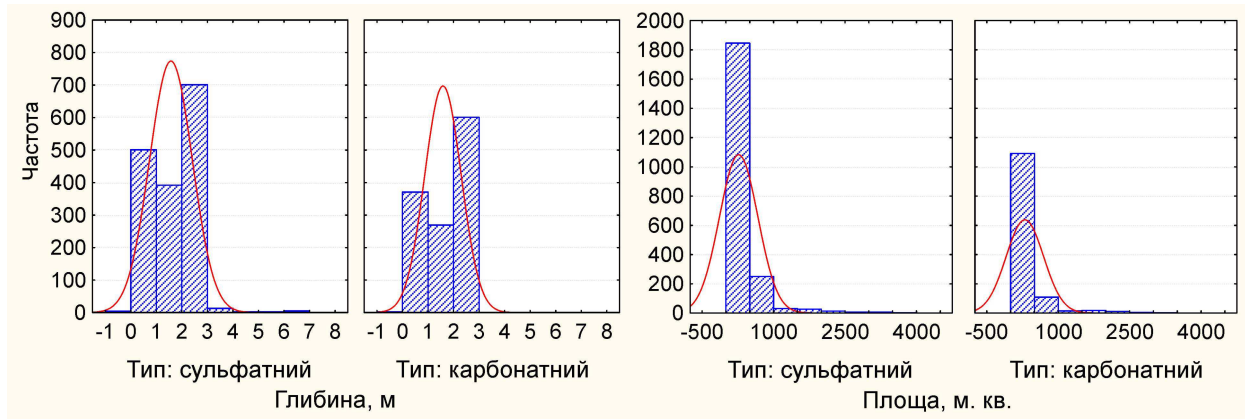


Рисунок 4 – Категоризовані гістограми розподілу для глибини та площі карстопроявів

відображені в провалах, з комплексом геологічних, ландшафтних, геоморфологічних, тектонічних, кліматичних і інших факторів – це єдиний шлях констатації кількісних закономірностей розвитку карсту.

### Порівняльний статистичний аналіз

Виконаємо порівняння за морфометричними параметрами поверхневих карстових проявів. На рисунку 4 зображено побудовані гістограми розподілу для двох параметрів карстових воронок: глибина та площа. Як впливає із візуального аналізу гістограм, та підтверджується розрахованими D-критеріями Колмогорова-Смірнова розподіли не є нормальними, тому вимагають застосування для оцінки незалежності двох вибірок непараметричних статистичних критеріїв. Одним із таких критеріїв є U-критерій Манна-Уїтні. Тому для оцінки ступеня незалежності двох статистичних вибірок (морфометричних параметрів для проявів сульфатного та карбонатного карсту) розраховано непараметричний U-критерій Манна-Уїтні. Знайдене значення критерію виявилось значимим ( $p < 0.05$ ) для площі карстопроявів та незначимим ( $p > 0.05$ ) для глибини карстопроявів. Тобто дві вибірки для двох типів карсту сульфатного та карбонатного за параметром площа є незалежними, а за параметром глибина карстопрояву – залежними, тобто належать до однієї генеральної сукупності.

Описовими (якісними) характеристиками поверхневих проявів карсту є їхня форма в плані, форма у розрізі, тип механізму утворення, ступінь обводнення, фаза розвитку. За типом механізму утворення, згідно каталогу, практично всі прояви карсту віднесені до корозійно-суфозійних, за ступенем обводнення – до сухих. На рисунку 5 наведено кругові діаграми, які характеризують розподіл карстових проявів за формою в розрізі, формою в плані та фазою розвитку. За формами в розрізі та в плані прояви карбонатного і сульфатного карсту розподіляються в загальному однаково, а от за фазою розвитку є відмінності – значно більша кількість древніх форм сульфатного карсту та домінування стабільних проявів карбонатного

карсту, але кількість активних провалів є більшою для сульфатного типу карсту.

Принципи регіонального просторового прогнозування розвитку карстопроявних процесів описуються у працях [14, 15]. Цей підхід передбачає кількісну оцінку основних факторів розвитку процесів, їх статистичну обробку та аналіз з розрахунком інтегрального показника, на основі якого створюється прогнозна модель. Враховуючи багатофакторність процесу утворення провальних карстових проявів карсту, на основі аналізу фундаментальних праць по карсту, у попередніх дослідженнях автора було обрано фактори карстоутворення, які використовувались при прогнозуванні карстових провалів на регіональному рівні [14, 15]. З метою порівняльного аналізу впливу цих факторів на розвиток карстопроявів сульфатного та карбонатного карсту засобами аналізу ГІС визначено окремі кількісні характеристики факторів у точках карстопроявів. Розглядалися такі факторні характеристики:

- геологічні – літологічний склад четвертинних відкладів, геологія дочетвертинних відкладів, відстань до тектонічного порушення;
- геоморфологічні – відстань до базису ерозії;
- гідрогеологічні – рівень ґрунтових вод, водопровідність неогенових відкладів, значення гідрозогіпс четвертинного та міоценового водонесного горизонту, ізопотужності четвертинного та міоценового водонесних горизонтів;
- інженерно-геологічні – відстань до найближчого карстопрояву;
- техногенні – відстань до ділянок порушення геологічного середовища (кар'єрів, водозаборів), відстань до населеного пункту, відстань до доріг.

Як зазначалось, важливим фактором розвитку карстових процесів є геологічна будова території. Використовуючи методи просторового аналізу ГІС, виконано розрахунок ступені ураженості зон поширення різних типів дочетвертинних відкладів (геологічних світ чи горизонтів) та зон різного типу четвертинних відкладів. На рис. 6 наведено суміщену діаграму, яка характеризує ураженість геологічних світ (горизонтів) карстовими проявами. У якості



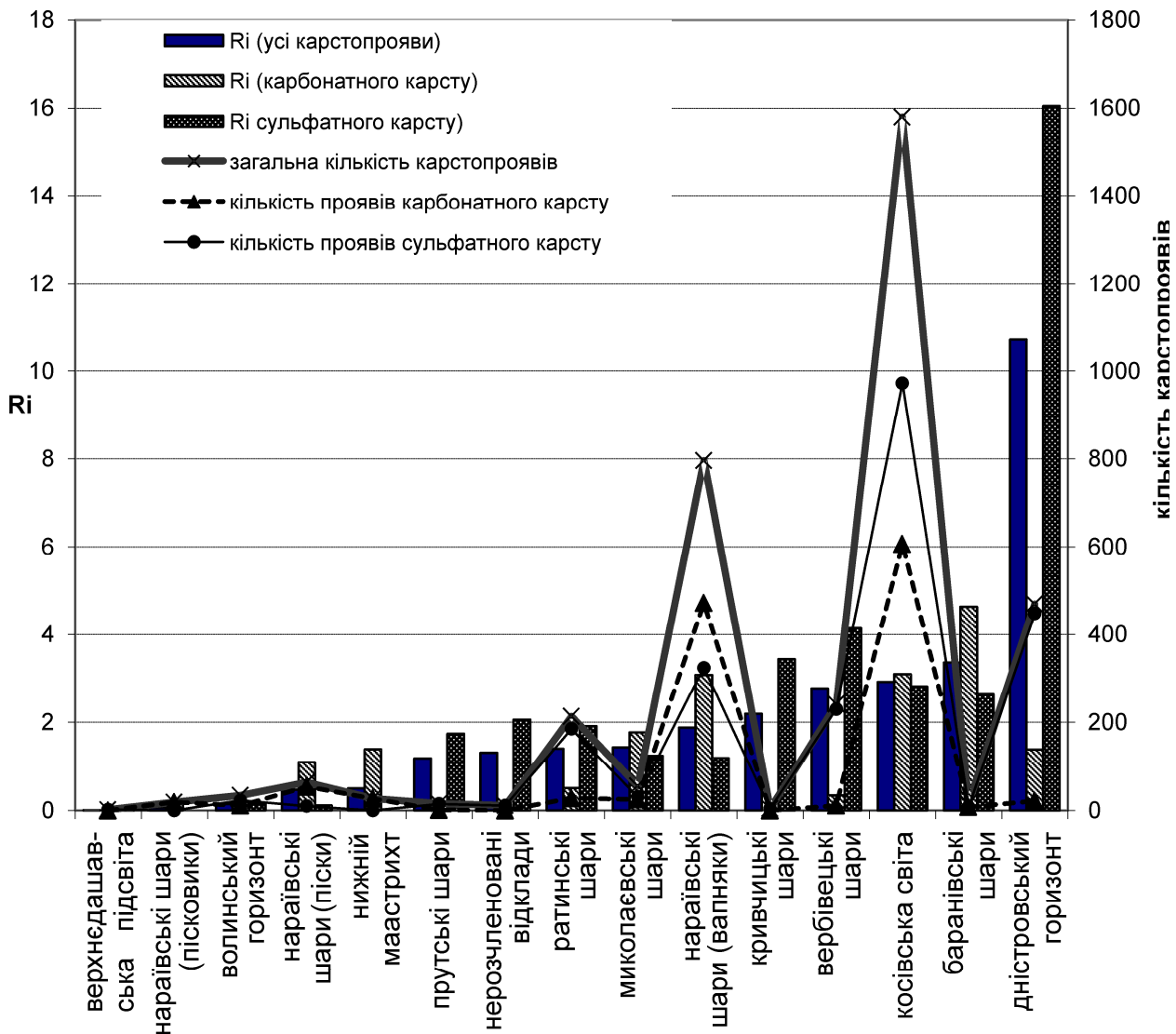


Рисунок 6 – Діаграма зміни величини коефіцієнта контрастності  $R_i$  для різних геологічних світ територій досліджень, суміщена з рядом кількості проявів сульфатного та карбонатного карсту

топроявів рівний 1,88, для проявів карбонатного карсту – 3,08, сульфатного – 1,20. Кількість карстопроявів для цієї зони рівна 796, з яких 472 – карбонатного, а 324 – сульфатного карсту. Постає питання, щодо поширення проявів сульфатного карсту у межах цієї зони, оскільки, як зазначалось раніше, сульфатний карст на досліджуваній території пов'язують із дністровським горизонтом тираської світи, який згідно геологічного розрізу залягає вище. Такий результат може бути пов'язаний із масштабом досліджень, оскільки розглядається регіональний масштаб, який не передає усю складність геологічної будови території.

На рис. 7 наведено складені гістограми розподілів ймовірностей значень 11 факторів, визначених безпосередньо по відповідних цифрових картах у точках, де зафіксовані поверхневі прояви карсту.

На гістограмах по осі абсцис відкладені значення факторних характеристик в точках карстопроявів на поверхні, а по осі ординат –

частота зустрічі карстопроявів (провальних воронок). У процесі подальшого аналізу з використанням непараметричного D-критерію Колмогорова-Смірнова встановлено якому з двох основних законів розподілу, нормальному чи логнормальному, підпорядковуються вибірки (табл. 2). Візуального аналізу суміщених гістограм, зображених на рисунку 7, достатньо, щоб зробити висновок про відсутність багатомодальних законів розподілу. Це означає, що кардинальної різниці у впливі обраних факторів на розвиток карстових провалів немає. У табл. 2 наведено розраховані значення D-критерію Колмогорова-Смірнова для різних факторних характеристик, одержаних в точках карстопроявів різних типів карсту, значна різниця у значеннях критерію відсутня. Наочно зміну D-критерію Колмогорова-Смірнова для зазначених масивів даних відображено на рис. 8. Найбільші відхилення в значеннях критерію спостерігаються для факторних характеристик «відстань до розлому», «водопровідність нео-

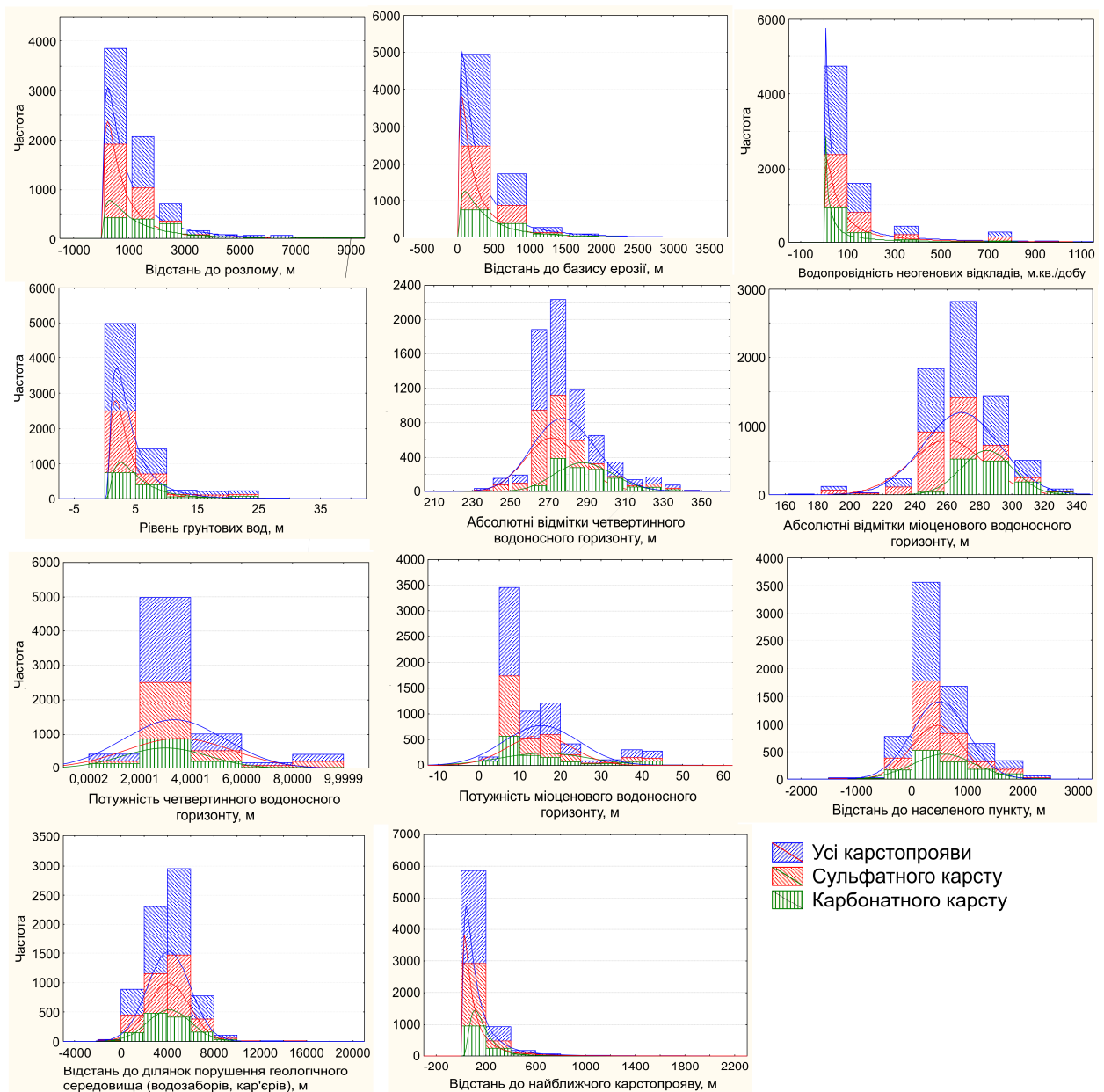


Рисунок 7 – Складені гістограми розподілів факторних характеристик і їхні теоретичні аналоги

генових відкладів», «рівень ґрунтових вод», «абсолютні відмітки міоценового водоносного горизонту», що співставимо з геологічною будовою території. Також використано непараметричний U-критерій Манна-Уїтні для оцінки незалежності пар вибірок сульфатного та карбонатного карсту відповідних факторних характеристик. В останній колонці таблиці 2 наведено результат розрахунку критерію – позначка «+» вказує на те, що значення критерію значиме ( $p < 0.05$ ), позначка «-», що значення критерію не значиме. Як виявилось, тільки за факторною характеристикою «відстань до ділянок порушення геологічного середовища (водозаборів, кар'єрів)» вибірки для сульфатного та карбонатного карсту належать до однієї генеральної сукупності. Враховуючи результати досліджень наведені в роботі [22] щодо порів-

няння ефективності використання непараметричного U-критерію Манна-Уїтні та параметричного T-критерію Стьюдента, одним із висновків якої є рекомендація використовувати два критерії одночасно, було розраховано T-критерії для оцінки незалежності вибірок сульфатного та карбонатного карсту для різних факторів. Із розглянутих 11 факторів тільки за трьома – «відстань до ділянок порушення геологічного середовища (водозаборів, кар'єрів)», «потужність четвертинного водоносного горизонту», «потужність міоценового водоносного горизонту» значення T-критерію виявилось не значимим, що вказує на залежність вибірок сульфатного та карбонатного карсту за цими факторами. За іншими факторами значення T-критерію виявилось значимим ( $p < 0.01$ ).

Таблиця 2 – Оцінка законів розподілу для факторних характеристик сульфатного та карбонатного карсту

Фактор	Закон розподілу вибірки	Критерій Колмогорова-Смірнова (при $p < 0.01$ )			U-критерій Манна-Уїтні
		Для проявів карбонатного карсту	Для проявів сульфатного карсту	Для усіх проявів карсту	
Відстань до розлому	Логнормальний	0,146	0,097	0,074	+
Відстань до базису ерозії	Логнормальний	0,087	0,100	0,096	+
Водопровідність неогенових відкладів	Логнормальний	0,296	0,199	0,257	+
Рівень ґрунтових вод	Логнормальний	0,085	0,167	0,137	+
Абсолютні відмітки четвертинного водоносного горизонту	Логнормальний	0,122	0,129	0,121	+
Абсолютні відмітки міоценового водоносного горизонту	Нормальний	0,081	0,116	0,069	+
Потужність четвертинного водоносного горизонту	Нормальний	0,259	0,278	0,269	+
Потужність міоценового водоносного горизонту	Нормальний	0,249	0,280	0,263	+
Відстань до населеного пункту	Нормальний	0,087	0,126	0,111	+
Відстань до ділянок порушення геологічного середовища (водозаборів, кар'єрів)	Нормальний	0,051	0,076	0,060	-
Відстань до найближчого карстопрояву	Логнормальний	0,086	0,158	0,160	+

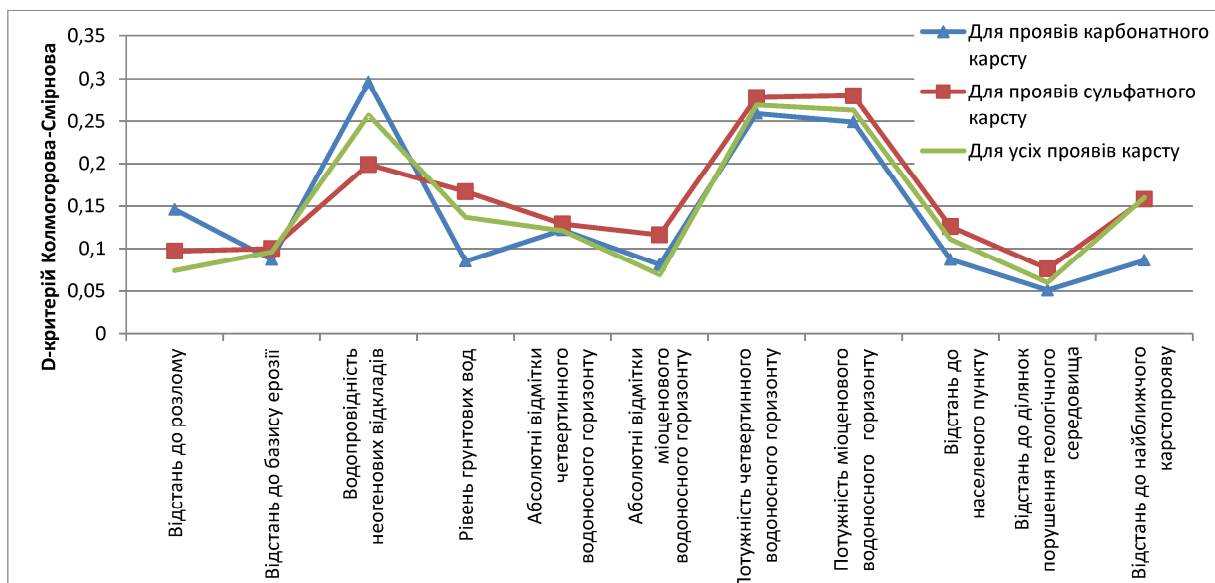


Рисунок 8 – Діаграма зміни D-критерію Колмогорова-Смірнова для різних факторних характеристик для різних типів карсту

**Висновки**

Карст є небезпечним геологічним процесом, катастрофічний розвиток якого призводить до руйнівних наслідків. Наведене дослідження виконано для території Західного регіону України, яка має складну геологічну будову, що визначається великою кількістю тектонічних порушень, складністю розділення дністровського (гіпсангідритового) і ратинського (надгіп-

сового) горизонтів тираської світи. Це вимагає детального розгляду геологічних, гідрогеологічних та тектонічних умов розвитку карсту з використанням крупномасштабних картографічних матеріалів.

Найбільш поширеними карстовими формами є воронки, кількість яких однозначно пов'язана з інтенсивністю розвитку карсту. Дослідження статистичних розподілів морфометричних параметрів карстових форм на етапі візуа-

льного аналізу та з використанням D-критерію Колмогорова-Смірнова дозволяє стверджувати, що статистичні розподіли є одномодальними, карстові прояви сульфатного та карбонатного типів представляють один масив даних. Таке твердження є вірним на представленому етапі досліджень. Проте з погляду на відсутність однозначного нормального закону розподілу для різних факторів доцільно використати більш «жорсткі» критерії, які не залежать від законів розподілу. Зокрема, використано U-критерій Манна-Уїтні. В результаті маємо незалежність масивів даних для переважаючої більшості факторів для різних типів карсту. Тому є доцільним у подальшому створювати прогностичні просторові моделі окремо для поверхневих форм різних типів карсту – у даному випадку карбонатного та сульфатного.

У перспективі, подальшим розвитком досліджень, викладених у цій статті є розробка прогностичних моделей просторового розвитку карстопровальних процесів для інших карстових територій України. Питання розділення чи спільного розгляду поверхневих проявів сульфатного і карбонатного карсту повинне розглядатись для кожної окремої території і визначатись, у першу чергу, складністю геологічної будови території, наявністю необхідних крупномасштабних картографічних матеріалів, характером просторового розподілу проявів карбонатного та сульфатного карсту.

Прогностичні моделі можуть бути використані при створенні геоінформаційних систем з оцінки карстової небезпеки для конкретних територій, які дасть змогу в автоматизованому режимі одержувати інформацію про ймовірність виникнення карстових провалів, з метою попередження просідань денної поверхні вздовж нафто- і газопроводів та інших промислових споруд, а також приймати управлінські рішення та вживати необхідні заходи для зменшення ризику аварійності та попередження надзвичайних ситуацій.

### Література

1 Энергетична безпека держави: високо-ефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І.Крижанівський, М.І.Гончарук, В.Я.Грудз, А.В.Козлов. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 282 с.

2 Національна доповідь про стан техногенної та природної безпеки в Україні у 2013 році. – Київ: ДП “Агентство “Чорнобильінформ”, 2014. – 542 с.

3 Сухов В. А. Проявление экзогенных процессов на трассе нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан / В. А. Сухов // Геоморфологические системы: свойства, иерархия, организованность. – М., 2010. – С. 281-287.

4 Кожевникова Н.В. Обеспечение устойчивости магистральных нефтепроводов на карстовых участках: автореф. дис. канд. техн. наук / Н. В. Кожевникова; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2011. – 24 с.

5 Совершенствование оценки экологического состояния линейных частей нефтепроводов на территориях с интенсивным карстообразованием / А. Г. Поздеев [и др.] // Вестник Марийского государственного технического университета. – 2011. – № 2. – С. 84-93.

6 Кожевникова Н. В. Влияние карста на эксплуатационную надежность нефтепровода. Методы защиты / Н. В. Кожевникова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1. – С. 72-77.

7 Ross, D. Product Pipeline Hazards over Karst Aquifers/ Environmental and Pipeline Engineering.– 2000.– P. 522-530.

8 Yolkin, V. To the Problem of the Assessment of Karst Economic Risk for Pipelines (by the Example of the Tatarstan Republic Southeast)/ Sinkholes and the Engineering and Environmental Impacts of Karst.–2008.– P. 724-731.

9 Cooper A. The use of karst geomorphology for planning, hazard avoidance and development in Great Britain. Geomorphology/ Anthony Cooper, Andrew R Farrant, Simon J Price// Geomorphology.– 2011.– Vol. 134 (1-2).– P.118-123.

10 Identification, prediction and mitigation of sinkhole hazards in evaporite karst areas./Francisco Gutierrez Santolalla, Anthony Cooper, Kenneth S. Johnson // Environmental Geology.– 2008. – Vol 53.– P. 1007-1022.

11 Закономерная связь между величинами вероятностей возникновения и оползневой опасности при комплексном воздействии природно-техногенных факторов. Научное открытие. Диплом № 310 / [Кузьменко Э.Д., Крижанівський Е.І., Карпенко А.Н. и др.] // Научные открытия: Сборник кратких описаний научных открытий, научных идей, научных гипотез. – Москва: МААНОИ, 2007. – С. 64–65.

12 Прогноз розвитку зсувних процесів як фактор забезпечення надійності експлуатації трубопроводів / [Кузьменко Е.Д., Крижанівський Є.І., Карпенко О.М., Журавель О.М.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4(17). – С. 24-35.

13 Yilmaz Isik. GIS based susceptibility mapping of karst depression in gypsum: A case study from Sivas basin (Turkey) / Engineering Geology. – 2007.– №90.– P. 89–103.

14 Чепурний І.В. Довгострокове прогнозування розвитку сульфатного і карбонатного карсту в неогенових відкладах Передкарпаття (на прикладі території Львівської області) // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2009. – №3(21).– С. 34-43.

15 Кузьменко Е.Д. Закономірність розвитку приповерхневого карсту в питаннях надійності експлуатації нафто- і газопроводів / Е.Д. Кузьменко, О.П. Вдовина, І.В. Чепурний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №4(29).– С. 5–9.

16 Экологическая геология Украины: [Справочное пособие] / Е.Ф. Шнюков, В.М. Шестопалов, Е.А. Яковлев. – К.: Наук. думка, 1993. – 407 с.

17 Кутепов А.Д. Устойчивость закарстованных территорий / А.Д. Кутепов, В.Н. Кожевникова. – М.: Наука, 1989. – 152 с.

18 Алексенко И.И. Сера Предкарпатья / И.И. Алексенко. – М.: Недра, 1967. – 303 с.

19 Климчук А.Б. Роль спелеогенеза в формировании серных месторождений Предкарпатья / А.Б. Климчук. – Симферополь: ДИАИПИ, 2008. – 64 с.

20 Соколов Д.С. Основные условия развития карста / Соколов Д.С. – Москва: Госгеолтехиздат, 1962. – 321 с.

21 Klimchouk A. B. Ford D. Types of karst and evolution of hydrogeologic setting. // Speleogenesis: Evolution of karst aquifers (red. Klimchouk A. B., Ford D.C., Palmer A.N., Dreybrodt W.). – Huntsville: National Speleological Society. 2000. – pp. 45-53.

22 Корнеев А. А. Условия применимости критериев Стьюдента и Манна–Уитни / А. А. Корнеев, А. Н. Кричевец // Психологический журнал. – 2011. – Том 32, № 1. – С. 97–110.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
12.11.14

*Рекомендована до друку*  
*професором Семчуком Я.М.*  
*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*  
*канд. техн. наук Пукішем А.В.*  
*(відділ екології НДПІ ПАТ «Укрнафта»,*  
*м. Івано-Франківськ)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ВОДОНАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД МЕТОДАМИ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ

<sup>1</sup>Р. І. Назорняк, <sup>2</sup>В. А. Старостін

<sup>1</sup>НДПІ ПАТ “Укрнафта”; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2, тел. (03422) 46011, e-mail: [prpt@ndpi.ukrnapfta.com](mailto:prpt@ndpi.ukrnapfta.com)

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123, e-mail: [geophys@nimg.edu.ua](mailto:geophys@nimg.edu.ua)

Більшість розвіданих родовищ нафти і газу на Україні перебувають на середній та пізній стадіях розроблення. Такий стан родовищ нафти і газу вимагає постійного моніторингу геофізичними методами дослідження свердловин. Основним досліджуваным параметром геофізичними методами контролю за розробкою нафтогазових родовищ є коефіцієнт поточного нафтогазонасичення. Одним із таких ефективних методів з визначення поточного нафтогазонасичення є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. На достовірність визначення поточного насичення впливають такі чинники, як концентрація вмісту хлору в пластовій воді, об'єм порового простору, параметри свердловинних умов, мінеральний склад скелету колекторів та інші. Найбільш суттєво впливає невизначеність мінерального складу скелету порід складної будови, коефіцієнт пористості, товщина металевої колони і цементного кільця.

З метою зменшення похибки оцінки поточного насичення продуктивних відкладів авторами роботи пропонується будувати просторові схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для відкладів конкретного родовища, де нема інформації з оцінки мінерального складу скелету.

Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті необхідно використати результати виміру часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем проти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і виміряного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь обводнення.

Для дослідження продуктивних порід складної будови у роботі пропонується новий підхід, у якому при визначенні обводнення проводиться корекція об'єму порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Ключові слова: обводнення, пласт-колектор, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, насичення, час життя теплових нейтронів, скелет породи.

Большинство разведанных месторождений нефти и газа на Украине находятся на средней и поздней стадиях разрабатывания. Такое состояние месторождений нефти и газа требует постоянного мониторинга геофизическими методами исследования скважин. Основным исследуемым параметром геофизическими методами контроля за разработкой нефтегазовых месторождений является коэффициент текущего нефтегазонасыщения. Одним из таких эффективных методов по определению текущего нефтегазонасыщения есть импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. На достоверность определения текущего насыщения влияют такие факторы, как концентрация содержания хлора в пластовой воде, объем порового пространства, параметры скважинных условий, минеральный состав скелета коллекторов и другие. Наиболее существенно влияет неопределенность минерального состава скелета пород сложного строения, коэффициент пористости, толщина металлической колонны и цементного кольца.

С целью уменьшения погрешности оценки текущего насыщения производительных отложений, авторами работы, предлагается строить пространственные схемы распределения нейтронных параметров в скелете породы для отложений конкретного месторождения, где нет информации по характеристике минерального состава скелета.

Для определения степени обводнения залежей в плоскостном варианте необходимо использовать результаты измерения времени жизни тепловых нейтронов импульсным нейтронным каротажем против исследуемого производительного интервала. Разница критического и измеренного времени жизни тепловых нейтронов производительного пласта в конкретной скважине указывает на степень обводнения.

Для исследования производительных пород сложного строения в работе предлагается новый подход, в котором при определении обводнения проводится коррекция объема порового пространства по данным метода нейтронного гамма-каротажу.

Ключевые слова: обводнение, пласт-коллектор, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, насыщение, время жизни тепловых нейтронов, скелет породы.

Most of proven oil and gas fields in Ukraine are in the middle and late stages of development. Such a state of the oil and gas fields requires constant monitoring with the help of geophysical methods. The main parameter investigated by the geophysical methods of oil-and-gas-field development control is the coefficient of current oil and gas saturation. Pulsed neutron-neutron logging is one of such effective methods for current oil and gas saturation determination. The current saturation determination reliability is influenced by such factors as the chlorine concentration in reservoir water, pore space volume, parameters of the borehole conditions, reservoir matrix mineral composition etc. The most significant impact is exerted by mineral composition uncertainty of the complex structure rocks matrix, porosity coefficient, thickness of the metal column and cement sheath.

*In order to reduce estimation errors of current saturation in productive deposits, the authors of this work suggest building of spatial schemes of neutron parameters distribution in the rock matrix for specific field deposits where there is no information on estimation of the matrix mineral composition.*

*It is necessary to use the results of measurements of the lifetime of thermal neutrons by pulsed neutron logging opposite the productive interval that is studied to determine the extent of water flooding of the deposits in plane version. The difference between the critical and measured lifetime of the productive formation thermal neutrons in a particular well indicates the extent of water flooding.*

*To study the complex structure productive rocks, it is suggested to utilize the new approach, which presupposes conduction of the pore space volume correction according to the induced gamma-ray logging data when determining water flooding.*

Key words: water flooding, reservoir, pulsed neutron-neutron logging, saturation, lifetime of thermal neutrons, rock matrix

**Актуальність.** Використання водонапірного режиму розробки родовища обумовлює обводнення видобувних нафтових свердловин, яке відбувається за рахунок динаміки водонафтового контакту у внутрішню частину покладу, яка на початку розробки була нафтонасиченою. Такий характер обводнення є природним, але спостерігається неконтрольований прорив води у експлуатаційні свердловини. Крім цього, обводнення свердловин може відбутися водами різної мінералізації інших водоносних пластів через наявність негерметичності обсадних колон експлуатаційних свердловини.

У загальному причини обводнювання свердловин можна визначити наступним чином: надходженням нагнітальної і контурної води в продуктивні нафтові пласти; зміною положення водонафтового контакту; утворенням конуса розподілу міжфлюїдного контакту у експлуатаційній свердловині; зміною поточного коефіцієнта нафтонасиченості [1, 2, 3].

Оцінка характеру обводнення нафтогазових пластів є головною задачею контролю за вилученням вуглеводнів з продуктивних відкладів. Особлива увага приділяється контролю процесу обводнення у разі використання методики підтримки пластового тиску з метою збільшення вилучення вуглеводнів із продуктивних товщ. Відсутність контролю динаміки обводнення продуктивних інтервалів експлуатаційних свердловин обумовлює зниження ефективності видобування нафти. Розв'язок такої задачі на основі тільки промислової інформації неможливе, що пов'язано з неоднорідністю геолого-фізичних характеристик нафтогазонасичених покладів. Для контролю змін параметрів розробки використовуються геофізичні методи.

Аналізування процесу обводнення продуктивних пластів на різних етапах розробки нафтових родовищ, за інформацією геофізичних досліджень свердловин, дає змогу оптимізувати систему розробки родовищ і прогнозувати ефективність вилучення вуглеводнів, що і обумовлює актуальність задачі оцінки ступеня обводнення методами геофізичних досліджень.

**Мета досліджень.** Імпульсний нейтронний каротаж є головним з геофізичних методів для визначені співвідношення води і нафти у поровому просторі продуктивних порід при розробці нафтових родовищ. Можливість визначення ступеня обводнення продуктивних пластів та положень міжфлюїдних контактів обумовлю-

ється різницею нейтронних характеристик флюїдів, що насичують колектор, тобто нафта і мінералізована вода.

На достовірність визначення характеру насичення впливає багато чинників, які можуть знівелювати аномальний ефект між нейтронними властивостями вуглеводнів і пластової води. До таких чинників відноситься концентрація вмісту хлору в пластовій воді, об'єм порового простору, параметри свердловинних умов, мінеральний склад скелету колекторів та інші. Найбільш суттєво впливає невизначеність мінерального складу скелету порід складної будови, коефіцієнт пористості, товщина металевої колони і цементного кільця. Вплив таких чинників визначає похибку оцінки поточного коефіцієнта насиченості та положення міжфлюїдних контактів.

Існуючі методичні технології визначення характеру насичення у цих умовах не завжди задовольняють вимогам точності геологічних параметрів, які використовуються для розв'язання геологічних задач. Моделювання нейтронних характеристик продуктивних пластів та технологічних особливостей проведення геофізичних досліджень дозволить визначитися з граничними умовами використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення характеру обводнення. Моделювання нейтронних характеристик нами проведено на прикладі Північно-Долинського родовища.

Задача удосконалення методики інтерпретації геофізичної інформації при дослідженні характеру обводнення продуктивних відкладів зі складною внутрішньою будовою колекторів щільно пов'язана з петрофізичним моделюванням. Визначення параметрів, що описують геологічний об'єкт, на основі інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин з високим ступенем достовірності обумовлює необхідність використання петрофізичних моделей, які дозволяють враховувати індивідуальні особливості будови нафтогазових покладів.

Петрофізичне моделювання, як відомо, є основою геофізичної інтерпретації і тому дуже багато наукових і прикладних досліджень присвячено створенню структури і параметричних характеристик моделей [4, 5, 6, 7].

Формалізація процесу проведення моделювання дозволяє чітко визначати можливості отримання параметричного опису геологічного об'єкта на основі існуючої виміральної інформації і спрямовувати процес моделювання на вирішення поставленої задачі. Характерис-

тика фізичного поля, яке вимірюється геофізичним методом і опис параметрів геологічної моделі дозволяють обрати відповідний алгоритм моделювання.

Залежно від фізичної основи поля параметри моделі колектора по різному описують літологічні властивості, характеристики утворення гірських порід, співвідношення структурно-літологічних факторів і факторів, пов'язаних з технологією вимірів і системою спостережень вимірювання фізичних параметрів. Складний характер відображення параметрів геологічної моделі у фізичному полі утворює різні форми моделювання петрофізичних властивостей порід.

**Дослідження.** У роботі проведено моделювання нейтронних характеристик порід-колекторів нафтових родовищ Карпатського регіону для теригенного комплексу мономіктового і полімінерального складу скелету породи. Головною особливістю нейтронної моделі є те, що вибрані нейтронні параметри для опису моделі визначаються імпульсним нейтронним каротажем у свердловинних умовах, а саме: імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем за тепловими нейтронами (ІННК-Т).

З достатньою для практики точністю, дослідження нейтронних властивостей гірських порід можна описати такими інтегральними параметрами, як час сповільнення швидких нейтронів  $\tau_s$ , довжина сповільнення  $L_s$ , довжина термалізації  $L_{th}$ , довжина дифузії теплових нейтронів  $L_0$ , час життя теплових нейтронів  $\tau_n$  і коефіцієнт дифузії  $D$  [8, 9].

Дослідження просторово-часового розподілу теплових нейтронів і коефіцієнта дифузії можна проводити методами імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. Параметри, які характеризують нейтронів властивості гірських порід є функцією багатьох складових: концентрація водню у поровому просторі породи, мінеральний склад скелету, особливо у породах з полімінеральним складом, густина гірської породи, характер флюїдонасичення, вміст хлору у водах, що насичує породу-колектор, колекторські властивості.

Для розв'язання геологічних задач методами нейтронного каротажу, необхідно спрогнозувати розподіл цих параметрів, тобто побудувати модель і проаналізувати розбіжності (похибку), які виникають при вимірах у свердловинних умовах і модельних побудовах.

Проводячи розрахунки нейтронних характеристик, нами враховуються можливі варіації хімічного складу скелету породи. Гірська порода, як правило, представляє багатокомпонентне хімічне середовище. У породоутворюючі мінерали іноді входять мікродомішки, які можуть обумовити аномальні нейтронні властивості породи.

У практиці аналізування геофізичних досліджень для опису нейтронних властивостей частіше використовується параметри часу життя теплових нейтронів  $\tau_n$ . Для розрахунку часу

життя теплових нейтронів нами використано наступну формулу [8]:

$$\tau_n = \left( v \sum_{i=1}^m N_i \sigma_{ai} \right)^{-1}; \quad (1)$$

де  $v = 2,2 \cdot 10^5 \sqrt{\frac{t^0 + 273}{293}}$  см/с, – швидкість руху теплових нейтронів (швидкість дорівнює  $2,2 \cdot 10^5$  см/с при  $t^0 = 20^\circ\text{C}$ ),  $t^0$  – температура  $^\circ\text{C}$ ;

$\sigma_{ai}$  – перетин поглинання теплових нейтронів ядрами  $i$ -го елемента, см<sup>2</sup>;

$\sigma_{si}$  – перетин розсіювання теплових нейтронів ядрами  $i$ -го елемента, см<sup>2</sup>;

$N_i = \frac{A \rho n_i}{M}$  – кількість ядер  $i$ -го елемента в 1 см<sup>3</sup> сполуки;

$A$  – число Авогадро, дорівнює величині  $6,026 \cdot 10^{23}$  молекул в речовині масою 1г·моль;

$\rho$  – густина речовини, кг/м<sup>3</sup>;

$n_i$  – кількість атомів  $i$ -го елемента в молекулі сполуки;

$M$  – молекулярна маса.

Розрахунки часу життя теплових нейтронів для основних породоутворюючих мінералів проводились за інформацією про перетин взаємодії окремих хімічних елементів [10]. Основні породоутворюючі елементи O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg, H, C за перетином поглинання теплових нейтронів характеризуються невеликими (від десятих долю до одиниць Барн) значеннями. За винятком аномально низьких значень для водню та кисню. З низки хімічних елементів виділяються калій і залізо з підвищеним перетином поглинання (2,07-2,62 Барн). У гірських породах присутні в невеликій кількості елементи з аномально великими значеннями перетину поглинання (перевищуючими на дватри порядки) – це бор, кадмій, іридій, хлор, гадоліній, індій, які, не дивлячись на незначний вміст в осадових породах суттєво впливають на значення часу життя теплових нейтронів у породи.

Гірська порода розглядається як багатокомпонентне середовище. Основні компоненти осадової гірської породи – мінеральний скелет, вода, нафта і газ у поровому просторі представляються адитивною моделлю. Під час розрахунку нейтронних параметрів багатокомпонентного середовища спочатку визначали значення нейтронних параметрів кожної із компонент, а потім нейтронні характеристики породи загалом за наступною формулою

$$\tau_n = \left( \sum_{i=1}^m \frac{q_i}{\tau_i} \right)^{-1}; \quad (2)$$

де  $q_1, q_2, \dots, q_m$  – відносний об'ємний вміст компонент;

$\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m$  – значення середнього часу життя теплових нейтронів в окремих компонентах (мінералах) породи, мкс.

Значення параметрів нейтронних характеристик основних мінералів, які виповнюють породи-колектори нафтогазових родовищ України визначено за результатами опису шліфів з мінерального складу та інформацією, отриманою з наукових робіт Кожевникова Д.А. та ін. [10, 11].

Проведений нами аналіз опису шліфів гірських порід із зразків керну Північно-Долинського, Долинського, Пасічниського та ін. родовищ дає узагальнену характеристику мінерального складу скелету та цементу породи. Промислові поклади нафти і газу даних родовищ приурочені до середньо- і нижньоменлітових відкладів олігоцену і до бистрицьких, вигодських і деякою мірою манявських відкладів еоцену. Дані відклади представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами, гравелітами та конгломератами.

Алевроліти бувають від світло-сірих до темно-сірих, іноді зеленувато-сірі, різнозернисті з перевагою крупних зерен, піщанисті, вапняковисті, кварцові, пористі, зустрічаються пропластки гравеліту, щільні, міцні, слабослюдисті, слабо або зовсім не реагує з HCl, часто зустрічаються макротріщини, заповнені кальцитом. Уламковий матеріал алевролітів розподіляється нерівномірно по крупності і представлений кутастими зернами кварцу алевритової розмірності. Крім цього, в породі зустрічаються зерна піриту і лейкоксену. Цемент переважно поровий, пори виповнені глинистим матеріалом, глауконітом, тонкозернистим карбонатом та тонко дисперсною кременистою речовиною. Структура алевритова, різнозерниста, текстура безладна, інколи тонкошарувата.

Аргіліти зеленувато-сірі, чорні, іноді вишнево-коричнуваті, слабокарбонатні, шаруваті, слабо слюдисті, невапняковисті, окремнілі, міцні, щільні, місцями рихлі, часто з чіткими дзеркалами ковзання, неоднорідні, з HCl не реагують. В шліфі порода складена нечітко орієнтованим тонкошаруватим глинистим матеріалом з домішками тонко дисперсної кременистої речовини і з незначними домішками карбонату. Уламкові домішки представлені дрібноалевритовими зернами кварцу і розподіляються нерівномірно, спостерігаються зерна кварцу. Крім цього, в породі зустрічаються прожилки карбонату і пелітоморфної глинистої речовини, поодинокі мікрозерна піриту і лейкоксену. Структура – алевропелітова, текстура безладна.

Гравеліт світло-сірий, сірувато-бурий, мілко-, середньозернистий з включеннями чорних і сіро-зелених аргілітів, поліміктовий, низькокарбонатний вапняковий, місцями переходить в конгломерат. В шліфі спостерігаються напівокатані уламки кварцитів, кварц-хлоритосерицитових філітів, згустки вапняків і метаморфізованих кварцевих алевролітів. Зустрічається крупний карбонатний органогенний детрит. Цемент порового типу, представлений глинисто-карбонатним матеріалом. Структура гравійна, різнозерниста, текстура безладна.

Для вивчення впливу мінерального складу породи на нейтронні параметри в моделі при-

ймалась реальна варіація мінерального складу скелету і цементу. Кількісну характеристику вмісту мінералів охарактеризована незначною варіацією у межах середніх значень, які відповідають досліджуваному розрізу. Це дало змогу чітко відобразити вплив мінерального складу породи на час життя теплових нейтронів.

Виконані нами розрахунки свідчать, що діапазон зміни величини часу життя  $\tau_{ск}$  теплових нейтронів знаходиться в межах 960–1040 мкс. Для порід мономінерального складу скелету (з вмістом кварцу в межах 85–90 % у скелеті) значення  $\tau_{ск}$  характеризується у межах 1000–1040 мкс, а для пісковиків з полімінеральним складом скелету 960–1016 мкс.

Зміна часу життя теплових нейтронів для мономіктових порід пов'язана із зменшенням частки мінералу кварцу у скелеті і заміщенням глиною та кальцитом. Полімінеральний склад скелету породи для поліміктових порід, який складається з мінералів глауконіту, мусковіту, польових шпатів, піриту, лейкоксену і кремнію обумовлює аномальний вплив на час життя теплових нейтронів у скелеті ( $\tau_{ск}$ ). Аналіз мінерального і хімічного складу скелету показав, що основними аномально утворюючими хімічними елементами нейтронних властивостей є мусковіт, пірит і лейкоксен.

При дослідженні порід, скелет яких в основному представлений кварцем, зміна нейтронних характеристик буде обумовлена мінеральним складом цементної компоненти. Тобто зміна часу життя теплових нейтронів залежить від кількості глинистої фракції і її мінерального складу. Як правило, для одного родовища Карпатського регіону тип глинистого цементу однорідний (Північно-Долинське, Долинське, Пасічниське родовища). Це дає можливість для розрахунку часу життя теплових нейтронів у скелеті, використовуючи наступну формулу:

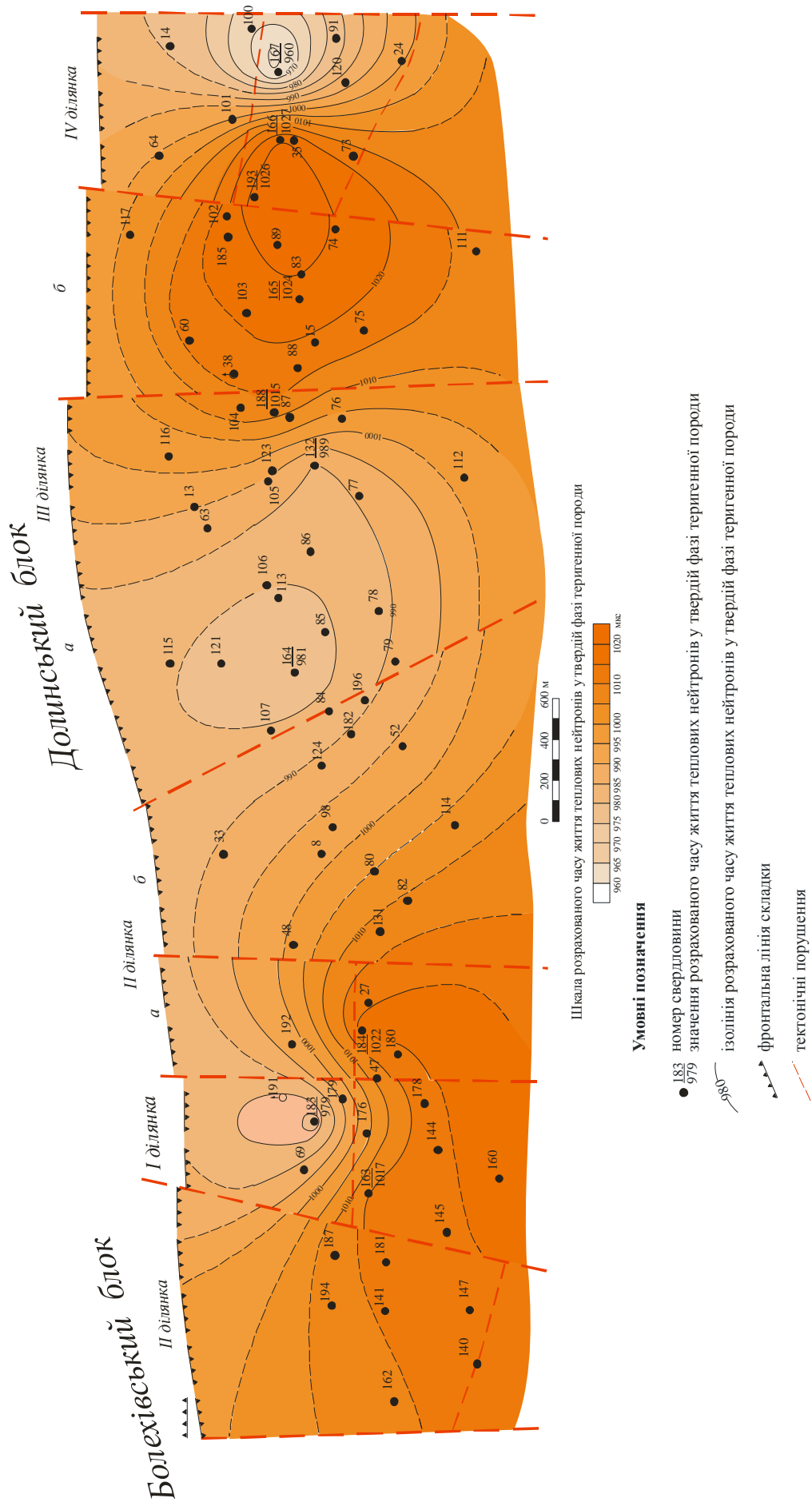
$$\tau_{ск}^{-1} = \lambda_{ск} = \frac{\lambda_{кв}(1 - K_n - K_{зл}) + \lambda_{зл}K_{зл}}{1 - K_n}, \quad (3)$$

де  $\lambda_{кв}$  – декремент затухання теплових нейтронів для мінералу кварц;

$\lambda_{зл}$  – декремент затухання теплових нейтронів для глинистих мінералів.

Використовуючи значення часу життя теплових нейтронів для стратиграфічних горизонтів і продуктивних комплексів для конкретного родовища, будується схема розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи. Особливістю побудови схеми є проведення інтерполяції значень  $\tau_{ск}$  на основі використання інформації з характеристики умов накопичення осадів, тобто враховані особливості літологічних змін у межах родовища.

За результатами опису шліфів з мінерального складу скелету породи по свердловинах проведено розрахунки часу життя теплових нейтронів у скелеті породи. Для прикладу нами побудована схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи для Північно-Долинського родовища (рис. 1). Розподіл у площинному варіанті величини  $\tau_{ск}$  вказує на зміни значень часу життя теплових нейтронів.



**Рисунок 1 – Схема розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі продуктивних вигодських відкладів Північно-Долінського родовища**

Загальний діапазон зміни параметру  $\tau_{ск}$  має не значну диференціацію, проте схему можливо використовувати для розрахунку коефіцієнта насичення.

Використання розрахунків нейтронних характеристик скелету породи та побудова просторової схеми розподілу нейтронних параметрів у скелеті породи для конкретного родовища, де нема інформації з оцінки мінерального складу скелету, дозволяє використовувати розраховані значення  $\tau_{ск}$  для визначення поточного коефіцієнта насичення продуктивних колекторів, що значно підвищує достовірність результатів інтерпретації.

Крім впливу неоднорідності нейтронної характеристики скелету породи для визначення характеру насичення порід необхідно дослідити модель зв'язку об'єму порового простору і нейтронних параметрів. Модель зміни часу життя теплових нейтронів для породи-колектора насиченого флюїдом представляється як багатокомпонентне середовище. Для багатокомпонентного середовища, окремі фази якого просторово відокремлені, можна записати адитивною моделлю [8]:

$$\tau_n^{-1} = \lambda = \sum_{i=1}^N (\lambda_i \cdot V_i), \quad (4)$$

де  $\lambda_i$  – декремент затухання в  $i$ -ій складовій;  
 $V_i$  – об'єм окремої складової в одиниці об'єму породи.

Модель зв'язку декременту затухання теплових нейтронів з коефіцієнтом поточного нафтонасичення представляється наступним рівнянням:

$$\lambda_n = \lambda_{ск}((1 - K_n) - K_{зл}) + \lambda_{зл}K_{зл} + \lambda_g K_n K_g + \lambda_n K_n K_n, \quad (5)$$

де  $\lambda_n, \lambda_{ск}, \lambda_{зл}, \lambda_g, \lambda_n$  – декремент затухання теплових нейтронів відповідно у пласті, мінеральному скелеті, глинистому цементі, воді і нафті, які заповнюють поровий простір.

Проведеними нами дослідженнями встановлено, що час життя теплових нейтронів, для нафтонасиченої породи з коефіцієнтом пористості  $K_n=28,5\%$ , набагато менший, ніж для породи з  $K_n=11\%$ . Об'єм порового простору суттєво впливає на параметри залежності  $\tau_{не} = f(K_n)$ . Це вказує на те, що при визначенні поточного коефіцієнта насичення необхідно додатково досліджувати достовірність визначення коефіцієнта пористості геофізичними методами. Тому нами, у даній роботі, запропоновано враховувати пористість для визначення залишкового нафтонасичення порід-колекторів шляхом використання методу нейтрон-нейтронного каротажу.

Достовірність використання методу імпульсного нейтронного каротажу залежить від співвідношення нейтронних параметрів пласта і речовини, що заповнює свердловину, а також від геометричної будови свердловини, вимірювального приладу і часу затримки після припинення опромінення породи швидкими нейтронами. Необхідно зауважити, що значення параметрів  $t_1, t_2$  вибираються такими, щоби викону-

валась умова  $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$ , де  $t_{ac}$  – час, при якому щільність теплових нейтронів у свердловині залежить від притоку нейтронів з пласта. Розподіл теплових нейтронів у часі  $n_n(z,t) = n_n(z,t) / [I + S(z,t)]$  залежить від впливу свердловинних умов (функція впливу свердловинних умов  $S(z,t)$ ) і при виконанні умови  $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$  функція  $S(z,t)$  спрямована до нуля.

Сучасна апаратура нейтронного каротажу (ІГН-9, АІНК-43) дозволяє з достатньою точністю визначати нейтронні параметри продуктивних пластів, що обумовлено: присутністю моніторингового каналу швидких нейтронів для контролю стабільності виходу потоку нейтронів і можливість проведення калібрувальних процедур на макетах [9]. Контроль стабільності роботи приладу є головним чинником точності визначення нейтронних параметрів, але вплив свердловинних умов і неоднорідності нейтронних властивостей скелету порід можуть спотворювати результати кількісної інтерпретації методу імпульсного нейтронного каротажу.

Для визначення  $K_n$  за результатами вимірів методом імпульсного нейтронного каротажу використаємо формулу:

$$K_n = \frac{\lambda_{nn} - (\lambda_{ск}(1 - K_n) + K_n(\lambda_g K_{гз}))}{\lambda_n K_n}. \quad (6)$$

Для розрахунку  $K_n$  за формулою (6) необхідно визначити п'ять параметрів –  $\lambda_{nn} = 1/\tau_n, \lambda_{ск} = 1/\tau_{ск}, \lambda_g = 1/\tau_g, \lambda_n = 1/\tau_n$  і  $K_n$ . Значення часу життя теплових нейтронів  $\tau_n$  і  $\tau_g$  розраховується за результатами аналізу хімічного складу нафти і пластової води з достатньо високою точністю. Значення коефіцієнта пористості потребує незалежної кількісної оцінки. Незначна похибка у визначенні  $K_n$  може призвести до значної похибки визначення  $K_n$ . Моделювання нейтронної характеристики порід підтверджує можливість виникнення суттєвих похибок.

За результатами аналізу моделі нейтронних властивостей (6) порід-колекторів встановлено, що вплив  $\tau_{ск}$  на величину  $K_n$  є суттєвий і для врахування впливу неоднорідності нейтронної характеристики скелету нами побудовано схему розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи за результатами мінералогічного аналізу ядерного матеріалу. Слід підкреслити необхідність побудови моделі пов'язано із недостатньою кількістю ядерного матеріалу, який використовувався для визначення мінерального складу скелету породи. Розподіл величини  $\tau_{ск}$  побудовано у просторовому варіанті (рис. 1).

Значення поточного коефіцієнта насичення при експлуатації нафтових родовищ є одним з основних параметрів, який дозволяє спостерігати за ефективністю вилучення нафти. З цією метою для визначення поточної нафтонасиченості запропоновано методологічний підхід контролю поточного насичення.

Зміна насиченості продуктивних пластів встановлюється як різниця початкової та поточної насиченості. Досліджуючи нафтові родо-

вища, встановлено, що на початковій стадії об'єм проведення вимірів імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем є недостатнім і контроль можна буде провести тільки у свердловинах, які охоплені вимірами імпульсного каротажу. Така ситуація суттєво знижує ефективність контролю насиченості. Для розширення площі контролю обводнення продуктивних пластів нами розроблено схему розподілу, розраховану за формулою (6), часу життя теплових нейтронів на початковій стадії розробки (рис. 2). Схема будувалась за умов критичного насичення пластів і коефіцієнта пористості, які отримані за результатами геофізичних досліджень свердловин і входять у підрахунок запасів родовища. Для розрахунку  $\tau_{nn}$  значення часу життя теплових нейтронів у скелеті породи отримано із схеми розподілу  $\tau_{ск}$ . Достовірність побудови схеми розподілу часу життя теплових нейтронів, при граничній насиченості, перевірялась шляхом порівняння результатів визначення часу життя теплових нейтронів продуктивних пластів методом ІННКт із розрахованими значеннями за умови критичного насичення пластів. Графік порівняння наведено на рис. 3, з якого видно достатньо високу щільність виміряних і розрахованих значень  $\tau_{nn}$ .

Для визначення ступеня обводнення покладів у площинному варіанті необхідно використати результати виміру часу життя теплових нейтронів імпульсним нейтронним каротажем проти досліджуваного продуктивного інтервалу. Різниця критичного і виміряного часу життя теплових нейтронів продуктивного пласта у конкретній свердловині вказує на ступінь обводнення. Величину ступеня обводнення ( $\xi$ ) пропонується визначати за наступною формулою:

$$\xi = \frac{\tau_{nn}^{kp} - \tau_{nn}^{вум}}{\tau_{nn}^{kp} - \tau_{пв}^{вум}}, \quad (7)$$

де  $\tau_{nn}^{kp}$  – час життя теплових нейтронів гранично насиченого продуктивного пласта;

$\tau_{nn}^{вум}$  – час життя теплових нейтронів поточно насиченого продуктивного пласта;

$\tau_{пв}^{вум}$  – час життя теплових нейтронів водонасиченого пласта.

Величина ступеня обводнення змінюється від нуля до одиниці ( $0 < \xi < 1$ ). Значення одиниці вказує на повністю обводнений продуктивний пласт, а менше одиниці – на ступінь обводнення.

Запропонований методичний підхід з використання просторових схем розподілу  $\tau_{ск}$  та  $\tau_{nn}^{kp}$  підвищує достовірність визначення поточного коефіцієнта нафтонасичення та дозволяє визначати ступінь обводнення продуктивних пластів. Для дослідження продуктивних порід складної будови нами пропонується інший підхід, у якому при визначенні обводнення проводиться корекція об'єму порового простору за даними методу нейтронного гамма-каротажу.

Розглянемо це питання. Нейтронні властивості продуктивних порід складаються із стати-

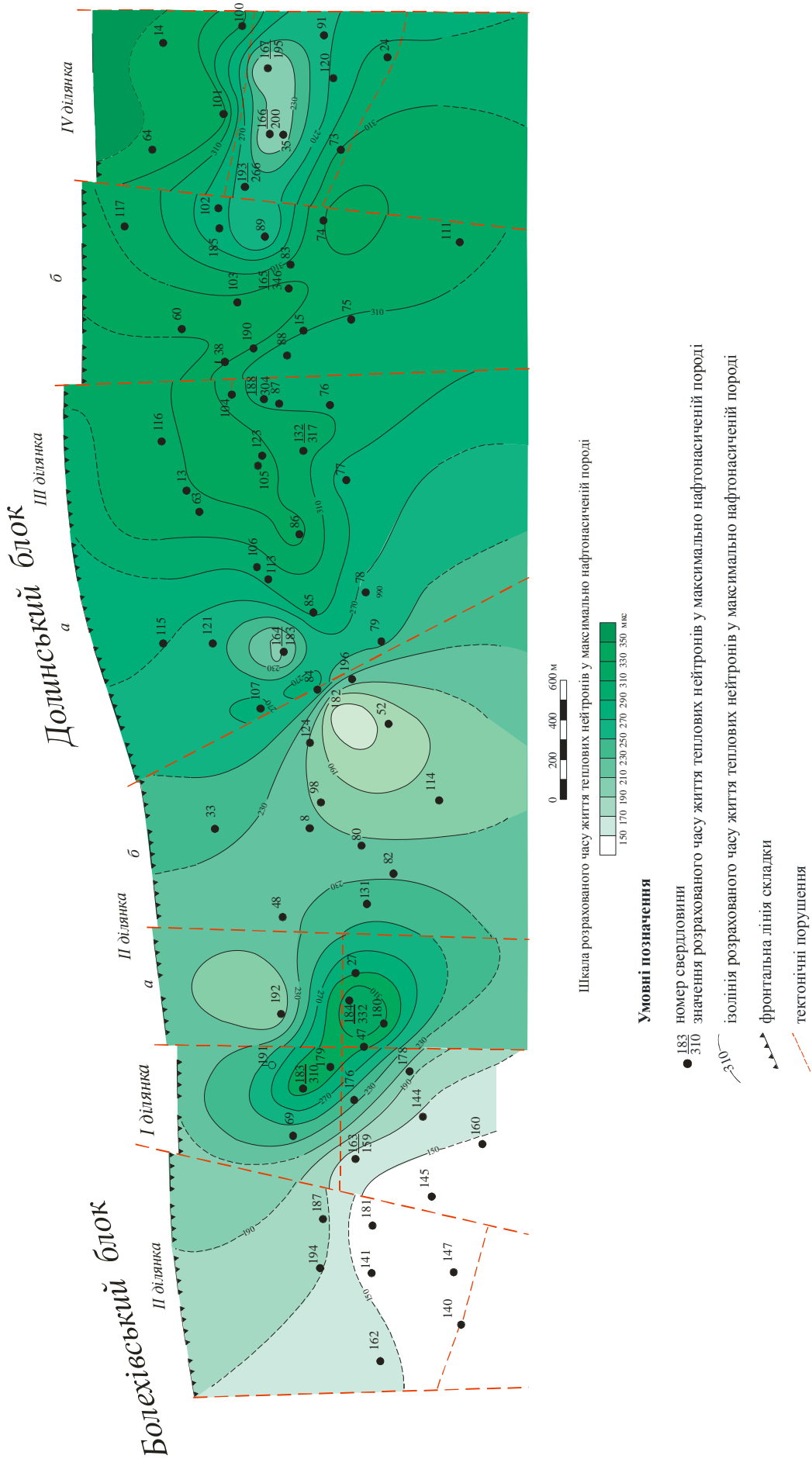
чних і динамічних компонентів. Статичні компоненти (мінеральний склад), які впливають на нейтронну характеристику скелету породи та об'єм порового простору, що не змінюється у часі. Динамічні параметри, які змінюють час життя теплових нейтронів у породі відносяться до коефіцієнтів нафто- і водонасиченості. Крім цього, на динамічні параметри нейтронного поля у процесі вимірювання впливають свердловинні умови.

Значна увага приділяється достовірності розрахунків  $K_n$ , який значною мірою залежить від точності визначення нейтронних параметрів і коефіцієнта пористості комплексом геофізичних методів. Точність визначення декременту затухання теплових нейтронів повинна задовольняти 2,5 – 3%. Основний чинник, який впливає на точність є характеристики свердловинних умов (нейтронних властивостей свердловинного простору).

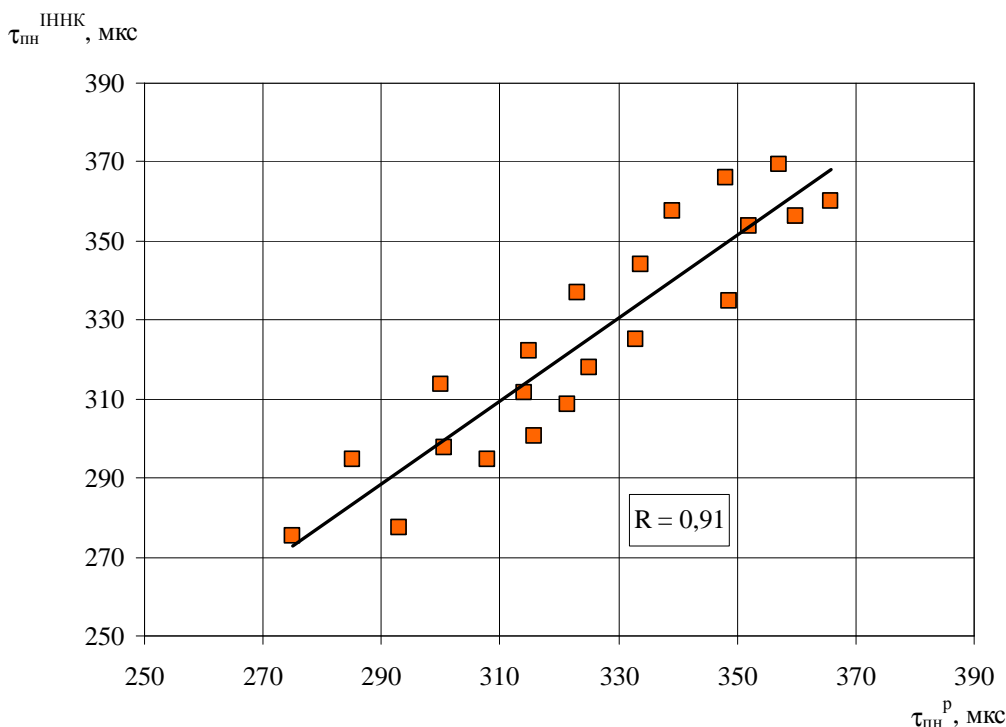
Дослідження закономірностей розповсюдження полів нейтронів ( $n_{nn}$ ,  $n_t$ ) у однорідному середовищі не завжди дають змогу використати їх для практичного визначення кількісних характеристик результатів свердловинних досліджень. Рідина, яка заповнює свердловину призводить до зміни розподілу нейтронів. Свердловинний прилад розташований у рідині, нейтронні властивості якої відрізняються від властивостей порід. Крім цього, в обсаджених свердловинах між приладом і гірськими породами розташовується металева колона з цементним кільцем [8].

Припустимо, що породи характеризуються нейтронною однорідністю і рідина, яка заповнює свердловину також однорідна, але з іншими властивостями. Тобто більшим вмістом водню. Швидкі нейтрони інтенсивно сповільнюються у свердловині в порівнянні з пластом. Початкова щільність теплових нейтронів у свердловині більша ніж у пласті, тому потік нейтронів спрямований з свердловини у пласт. Такій розподіл нейтронів створює основну перешкоду реєстрації щільності теплових нейтронів, які надходять з пласта. Із збільшенням часу щільність нейтронів в свердловині зменшується у порівнянні з пластом. Починає змінюватися напрямок потоку нейтронів, тобто з пласта у свердловину, де розташовано давач теплових нейтронів. Таким чином, на достатньо великому часі затримок (1000-1500 мкс) щільність теплових нейтронів залежить від властивостей пласта.

Для нафтових обсаджених і необсаджених свердловин в основному зберігається співвідношення величин часу життя теплових нейтронів  $\tau_1 < \tau_2$  ( $\tau_1 \leq 170-190$  мкс,  $\tau_2 \geq 250$  мкс). Із зростанням часу затримки  $t$  щільність нейтронів в свердловині стає меншою і дифузійний потік нейтронів спрямовується з пласта у свердловину. За умов виконання  $t > t_{ac}$  щільність нейтронів буде залежати від нейтронних властивостей пласта і досягає моменту, коли щільність теплових нейтронів у свердловині і пласті однакова. Асимптотичний час ( $t_{ac}$ ) – це час з якого починається перевага надходження нейтронів з



**Рисунок 2 – Схема розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів при максимальному насиченні продуктивних пластів вигодської світи Північно-Долінського родовища**



**Рисунок 3 – Зіставлення результатів визначення часу життя теплових нейтронів продуктивних пластів методом ІННК із розрахованими значеннями за умови критичного насичення пластів**

пласта. Асимптотичний час визначає перехідну зону, для якої ліва частина розподілу  $n(t,z)$  ( $t < t_{ac}$ ), в основному характеризується властивостями свердловинного середовища, а права частина ( $t > t_{ac}$ ) обумовлена властивостями пласта.

Дослідження нейтронних властивостей порід і процесу їх виміру у свердловинах дає змогу встановити процес утворення вторинних гамма-квантів. Щільність гамма-квантів залежить від водневмісту присвердловинної зони колектора (коефіцієнта пористості) та щільності теплових нейтронів, які утворилися при дії свердловинних умов та фізичних властивостей порід-колекторів. Свердловинні умови і параметри геологічного середовища визначають щільність теплових нейтронів, які і створюють кількість вторинних гамма-квантів. Вплив свердловинних умов при виміру часу життя теплових нейтронів і вторинних гамма-квантів має однакову фізичну природу.

У процесі експлуатації нафтових родовищ величина декременту затухання теплових нейтронів суттєво змінюється в часі у зв'язку із зменшенням коефіцієнта насичення і залежить від наступних параметрів:

$$\lambda_n^e = \xi(\lambda_{ck}, \lambda_2, K_2, \lambda_0 K_n, K_0, \Gamma_{c0} \dots), \quad (8)$$

де  $\lambda_n^e$  – вимірне значення декременту затухання у породі;

$\Gamma_{c0}$  – геометричні параметри свердловини.

Враховуючи динаміку режимів експлуатації родовища, залежність (8) запишемо виразом:

$$\begin{aligned} \lambda_n^e &= \lambda_{st} + \lambda_d = \\ &= \zeta(\lambda_{ck}, K_n, d_K, h_{цк}) + \zeta(K_2, \lambda_2, K_0 \lambda_0), \end{aligned} \quad (9)$$

де  $\lambda_{st}$  – статична складова декременту, яка обумовлена параметрами, що не змінюються у процесі експлуатації;

$\lambda_d$  – динамічна складова, яка обумовлена змінами коефіцієнта нафтонасиченості і свердловинними умовами;

$d_K$  – діаметр колони;

$h_{цк}$  – товщина цементного кільця.

Величина параметру  $\lambda_{st}$ , яка залежить від нейтронних властивостей скелету породи, об'єму порового простору і геометрії обсадної колони не змінюється з часом експлуатації. Таким чином, на зміну часу життя теплових нейтронів у породах продуктивного комплексу у процесі експлуатації будуть впливати тільки параметри  $K_n$  і  $\lambda_n$ . Значення коефіцієнта пористості продуктивної частини пласта також є сталою величиною, яка значно впливає на час життя теплових нейтронів. Визначення коефіцієнта пористості за даними методу нейтронного гамма-каротажу базується на встановленні емпіричної залежності коефіцієнта пористості та інтенсивності вторинного гамма-поля. Параметри залежності  $K_n = f(J_{ny})$  визначаються для кожного родовища окремо і залежать від типу та адсорбційних властивостей глинистого цементу, структури порового простору та інших. Для побудови залежності використовують результати лабораторних досліджень, але не завжди є необхідна кількість інформації, що обумовлює зниження достовірності визначення  $K_n$ .

Головним завданням контролю процесу обводнення є спостереження за зміною величини поточного коефіцієнта насичення, яка є кількісним параметром і визначення її пов'язано

з певними методико-технологічними чинниками. Контроль за динамікою обводнення пропонується проводити за відносними параметрами, тобто спостерігати функції зміни.

З цієї метою використовується відношення часу життя теплових нейтронів і подвійний різницею параметр вторинного гамма-випромінювання  $S = \tau_n^H / \Delta I_{ng}$ . При визначенні часу життя теплових нейтронів у породі ( $\tau_n^H$ ) і подвійного різницевого параметра вторинного гамма-випромінювання ( $\Delta I_{ng}$ ) вплив свердловинних умов має однакову фізичну основу, що дасть можливість зменшити складову похибки. Крім цього, подвійний різницею параметр вторинного гамма-випромінювання характеризує водневміст, тобто враховує об'єм порового простору з характеристикою конкретної геологічної ситуації. Параметр  $S$  характеризує відношення об'єму порового простору до часу життя теплових нейтронів.

Для контролю зміни насиченості пластів у процесі розробки пропонується використати різницею параметр:

$$\Delta_{об} = S_{max}^H - S_{пот}, \quad (10)$$

де  $S_{max}^H$  – відносний параметр, який розраховується на початковій стадії розробки за умови максимального насичення пластів;

$S_{пот}$  – відносний параметр для поточного насичення.

Для розрахунку часу життя теплових нейтронів при максимальному насиченні ми використали схему розподілу часу життя теплових нейтронів з граничною насиченістю. Значення  $\Delta I_{ng}$  визначали із результатів досліджень методом НГК у відкритому стовбурі свердловини. При значенні  $\Delta_{об}=0$  продуктивний пласт буде максимально насичений, за умови коли  $\Delta_{об}>0$  відбувається обводнення пластів. Провівши комплексне дослідження методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами, можна у просторовому варіанті визначити характеристику обводнення продуктивної товщі.

**Висновки та завдання подальших досліджень.** Запропоновані нові системи контролю процесу обводнення зменшують похибку визначення ступеня обводнення пластів за рахунок врахування впливу свердловинних умов на результати вимірювання нейтронних параметрів та використання відносного параметра, який враховує вплив об'єму порового простору. В основу перспективи подальшої роботи буде покладено впровадження у виробництво запропонованих нами нових методологічних підходів підвищення достовірності визначення поточного насичення пластів-колекторів.

### **Література**

1 Галлямов М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / Галля-

мов М. Н., Рахимкулов Р. Ш.; под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – Москва: Недра, 1978. – 207 с.

2 Сидоров И. А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды / И. А. Сидоров, Ю. А. Поддубный, В. А. // Нефтепромысловое дело. – 1984. – Вып. 1(73). – 56 с.

3 Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

4 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975.–341 с.

5 Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков. – М.: Недра, 1981. – 182 с.

6 Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.

7 Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь, «ГЕРС», 1993. – 28 с.

8 Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / [Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников, Н.В. Попов, В.П.Ивакин и др.]. – М.: Недра, 1976. –214 с.

9 Теория нейтронных методов исследования скважин / С.А. Кантов, Д.А. Кожевников, А.Л. Поляченко, Ю.С. Шимелевич – М.: Недра, 1985. – 224 с.

10 Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

11 Старостин В.А. Методика комплексной интерпретации импульсного нейтрон-нейтронного каротажа та гамма-спектрометричного каротажа / В.А. Старостин, В.В. Федорів, А.В. Старостин: збір. наук. праць за матеріалами 5<sup>ої</sup> Міжнар. конф. „Нафта-Газ України-98”, Полтава, 15 – 17 вересня”, том 1. – Полтава, 1998. – С.409 – 410.

12 Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов / Р.А. Резванов. – М.: Недра 1982. – 368 с.

13 Алексеев Ф.А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М.: Недра, 1973. – 383 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
09.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. геол.-мінерал. наук Штурмаком І.Т.  
(геологічний відділ НДПІ ПАТ «Укрнафта»,  
м. Івано-Франківськ)*

## ПОДІЛ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ГРУПИ ЗА ДАНИМИ КОМПЛЕКСУ ПЕТРОФІЗИЧНИХ І ГЕОФІЗИЧНИХ ВИМІРЮВАНЬ

О.А. Гаранін

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,  
e-mail: geophys@nimg.edu.ua

*Розглянуто результати аналізу та узагальнення даних експериментальних досліджень петрофізичних та геофізичних параметрів на керні відібраного з продуктивних візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. Встановлено, що спостереження за поведінкою електричних параметрів зразків порід-колекторів у мінливих термобаричних умовах у комплексі з невеликою кількістю петрофізичних характеристик цих порід, дозволяють розділити їх на групи, які відрізняються за адсорбційними, фільтраційно-ємнісними та геофізичними параметрами, що реєструють при геофізичних дослідженнях свердловин.*

*За результатами експериментальних досліджень доведено, що особливо чутливими електричними параметрами порід-колекторів до мінливих термобаричних умов є відносний електричний опір (параметр пористості) та коефіцієнт збільшення електричного опору (параметр насичення). В статті показано, що пласти-колектори другої виділеної групи є складно побудованими та характеризуються мінливими геофізичними параметрами, що не дозволяє однозначно виділяти їх серед вміщуючих гірських порід за даними геофізичних методів дослідження свердловин.*

**Ключові слова:** класифікація порід-колекторів, відносний електричний опір, параметр насичення, петрофізичні параметри, термобаричні умови.

*Рассмотрены результаты анализа и обобщения данных экспериментальных исследований петрофизических и геофизических параметров на керне, отобранном из продуктивных визейских отложений Перекоповского нефтегазоконденсатного месторождения Днепровско-Донецкой впадины. Установлено, что наблюдения за поведением электрических параметров образцов пород-коллекторов в меняющихся термобарических условиях в комплексе с небольшим количеством петрофизических характеристик этих пород, позволяют разделить их на группы, которые отличаются адсорбционными, фильтрационно-ёмкостными и геофизическими параметрами, регистрируемыми при геофизических исследованиях скважин.*

*Результаты экспериментальных исследований показали, что наиболее чувствительными электрическими параметрами пород-коллекторов к изменяющимся термобарическим условиям являются относительное электрическое сопротивление (параметр пористости) и коэффициент увеличения электрического сопротивления (параметр насыщения). В статье показано, что пласты-коллекторы второй выделенной группы – сложно построенные, характеризующиеся изменчивыми геофизическими параметрами и это не позволяет однозначно выделять их среди вмещающих горных пород по данным геофизических методов исследования скважин.*

**Ключевые слова:** классификация пород-коллекторов, относительное электрическое сопротивление, параметр насыщения, петрофизические параметры, термобарические условия.

*The results of analysis and compilation of experimental research data of petrophysical and geophysical parameters of the core, retained from the productive Visean deposits of Perekopivske oil-and-gas condensate field of the Dnieper-Donetsk Depression, were examined. It was established that observation of the electrical parameters behavior of the reservoir rock samples under variable thermobaric conditions in combination with few petrophysical characteristics of these rocks allow to divide them into groups, which differ in accordance with their adsorption, filtration-capacitive and geophysical parameters that are recorded during geophysical well logging.*

*The results of the experimental research showed that electrical parameters of the reservoir rocks, which are very sensitive to variable thermobaric conditions, include relative electric resistance (porosity parameter) and electric resistance increase factor (saturation parameter). This article shows that the reservoir layers of the second group are characterized by a complicated structure and variable geophysical parameters, which makes it impossible to definitely distinguish them among the bearing rocks on the basis of the geophysical well logging data.*

**Key words:** classification of reservoir rocks, relative electric resistance, saturation parameter, petrophysical parameters, thermobaric conditions.

В теперешній час підвищилась увага надкористувачів до комплексних експериментальних петрофізичних і геофізичних досліджень та побудови моделей нафтогазових пластів. Це пов'язано з спробою ефективно упорядкувати питання розвідки та розробки родовищ вуглеводнів у нових умовах у зв'язку з розвитком комп'ютерних технологій моделювання нафтогазових родовищ, що у свою чергу привело до жорстких вимог визначення петрофізичних характеристик і геофізичних параметрів, прита-

манних певним групам порід-колекторів. Над проблемою поділу порід-колекторів на групи (класифікації) у свій час працювало багато дослідників (Н. М. Свіхнушин, А. А. Ханін, О. А. Черніков, А. Н. Куренков, І. Е. Ейдман та ін.) [1, 2, 3, 4 і ін.]. Підхід науковців до вирішення цієї проблеми різний, хоча залишається загальною позиція - залучення до поділу гірських порід на групи (класи) все більшого числа їх петрофізичних характеристик і геофізичних параметрів. Найбільш доступний підхід, що

Таблиця 1 – Поділ порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища на групи за комплексом петрофізичних і геофізичних параметрів

Виділена група порід-колекторів	Параметри порід-колекторів								
	$K_{в.ад}$ , кг/м <sup>3</sup>	$P$	$\Delta\mu$	$\alpha_{СП}$	$K_{п.в}$ , %	$K_{пр.эф}$ , $\times 10^{-15}$ , м <sup>2</sup>	$K_{в.з}$ , %	$\Delta T$ , мкс/м	$Re\phi$ , $\times 10^{-6}$ , м
Перша група	<u>1,9-5,6</u> 4,7	<u>26-105</u> 48	<u>0-0,04</u> 0,03	1	<u>12-19</u> 15,6	<u>10-200</u> 115	<u>8-14</u> 10,7	<u>224-243</u> 230	<u>2,8-9,7</u> 6,4
Друга група	<u>2,6-14,5</u> 8,6	<u>49-314</u> 166	<u>0-0,2</u> 0,1	<u>0,5-1</u> 0,8	<u>7-14</u> 9,9	<u>0,01-39</u> 4,1	<u>15-67</u> 33	<u>191-228</u> 207	<u>0,5-5,8</u> 4,2

**Примітки:**

1. Позначення у таблиці:  $K_{в.ад}$  – коефіцієнт адсорбційного водонасичення;  $P$  – відносний електричний опір;  $\Delta\mu$  – подвійний різницевий параметр радіоактивності;  $\alpha_{СП}$  – відносна амплітуда самочинної поляризації;  $K_{п.в}$  – коефіцієнт відкритої пористості;  $K_{пр.эф}$  – коефіцієнт ефективної проникності;  $K_{в.з}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення;  $\Delta T$  – інтервальний час поширення пружних поздовжніх хвиль;  $Re\phi$  – ефективний радіус порових каналів.
2. Чисельник – межі зміни величин.
3. Знаменник – середні значення величин.

становить основу майже всіх розроблених класифікацій порід-колекторів, описаний А. А. Ханіним [2]. Він запропонував класифікувати породи-колектори за величиною їх проникності й пористості. Незважаючи на те, що ця методика прийнята багатьма лабораторіями та виробничими організаціями, вона недосконала, тому що поділ порід-колекторів лише за фільтраційно-ємнісними властивостями обмежує застосування її при вивченні колекторів новими геолого-геофізичними методами. Деякі дослідники [1, 3, 4] вважають за необхідне при класифікації колекторів враховувати комплекс петрофізичних, літологічних і експлуатаційних характеристик пластів, а також характер петрофізичних зв'язків.

Таким чином, у зв'язку з вищевикладеним поділ порід-колекторів на групи можна здійснювати різними методами залежно від кінцевої мети досліджень. При цьому необхідно враховувати доступність методів, їх інформативність і роздільну здатність.

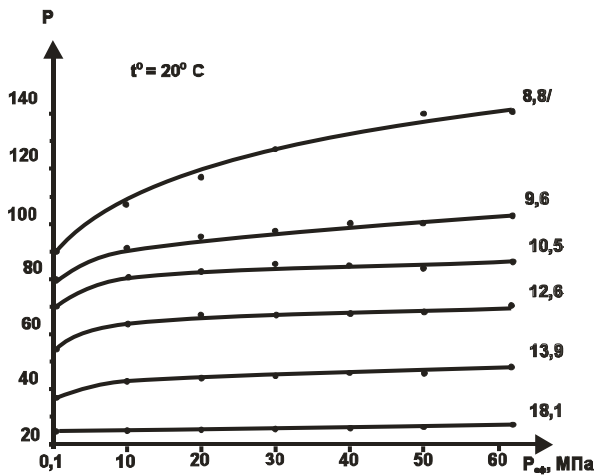
При дослідженні нами процесів, що відбуваються у присвердловинній зоні пластів колекторів та оцінці впливу свердловини на їх фільтраційно-ємнісні властивості, перед нами також виникло завдання з поділу порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на окремі групи. Для вирішення цієї задачі ми дослідили та врахували наступні петрофізичні параметри досліджуваних порід: характер зміни електричних геофізичних параметрів при мінливих термобаричних умовах, проникність, пористість, радіус порових каналів, залишкову водонасиченість і адсорбційну здатність. Аналіз отриманих результатів та даних геофізичних досліджень свердловин показав, що за комплексом петрофізичних і геофізичних параметрів досліджувані породи-колектори можна умовно поділити на дві характерні групи (табл. 1).

За результатами проведених нами вимірювань електричних параметрів зразків керну в

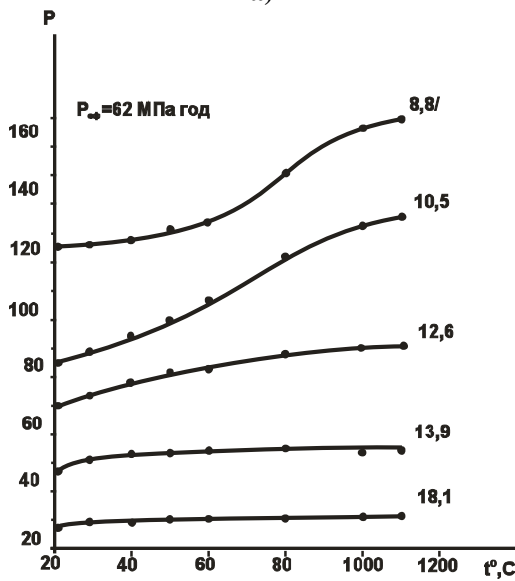
мінливих термобаричних умовах із застосуванням розробленого пристрою [5] було встановлено, що із збільшенням ефективного тиску  $P_{эф}$  при постійній температурі відносний електричний опір  $P$  досліджуваних зразків порід-колекторів зростає, причому найбільше інтенсивно зростає параметр  $P$  при збільшенні значень ефективного тиску до 30-40 МПа (рис. 1, а). Більш значні зміни параметра  $P$  спостерігаються в низькопористих колекторах з підвищеним вмістом глинистого матеріалу у цементі породи. Отримані результати підтверджують висновки Ю. С. Губанова та В. Ф. Індутного [6, 7] про вплив ефективного тиску на величину відносного опору пісковиків кам'яновугільних відкладів ДДЗ. Величини відношення  $P/P_1$  (де  $P$  – відносний опір при ефективному тиску, що змінюється,  $P_1$  – відносний опір при ефективному тиску рівному 0,1 МПа), відповідно для високопористих колекторів ( $K_{п.в} = 12-19\%$ ) і низькопористих ( $K_{п.в} = 7-14\%$ ) змінюються від 1,08 до 1,7 (рис. 2).

З ростом температури при постійному ефективному тиску спостерігається також і ріст відносного опору  $P$  (рис. 1, б). Причому, при температурі 50-70°C у зразків пісковиків із пористістю менш 10% відзначається більш різке збільшення крутості графіка залежності відносного опору від температури.

Відмінною рисою порід-колекторів першої виділеної групи є незначне збільшення величини відносного опору  $P$  при підвищенні температури від 20° до 110°C (див. рис. 1, б). Максимальне збільшення величини  $P$  досягає 20%. Породи-колектори цієї групи відрізняються високим вмістом піщаної фракції, низьким вмістом глинистої фракції, високими значеннями пористості (12-19%) і проникності (10-200)  $\times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Цемент у них кварцовий, каоліновий з домішками карбонатів і незначної кількості гідролюд. Відповідно до класифікації А. А. Ханіна [2], зазначені колектори можна віднести до III класу порід-колекторів.



а)

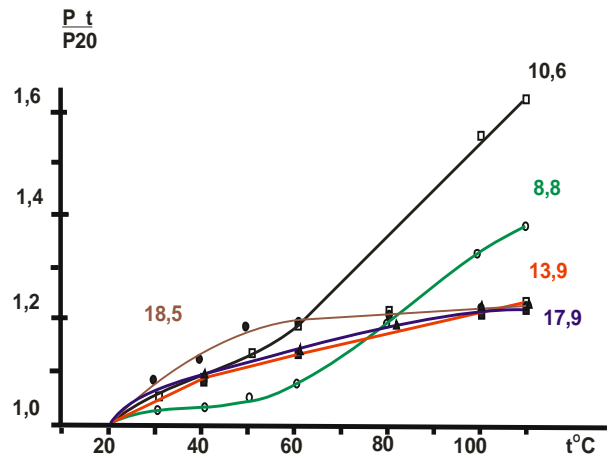


б)

Шифр кривих - значення відкритої пористості  $K_{П.В.}, \%$

**Рисунок 1 – Характер зміни відносного електричного опору (параметра пористості)  $P$  пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища залежно від ефективного тиску  $P_{еф}$  (а) та від температури  $t^{\circ}C$  (б)**

Для порід-колекторів другої групи величина  $P$  після порівняно плавного, незначного збільшення в діапазоні температур 20-50°C різко збільшує градієнт росту при подальшому підвищенні температури, і при температурі 110°C збільшується на 40-50 %. Від порід першої групи остання відрізняється величиною пористості, проникності, глинистості, які відповідно варіюють у межах 7-14 %,  $(0,01-39) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , 8-18 %. За класифікацією А. А. Ханіна ці породи-колектори можна віднести до IV-V класів. Величина й характер зміни відносного опору порід другої групи при мінливості термобаричних умов, очевидно більшою мірою залежить від нерівномірного розширення породотворюючих мінералів, що значно ускладнює структуру їх порових електропровідних каналів.



Шифр кривих – значення відкритої пористості  $K_{П.В.}, \%$ .

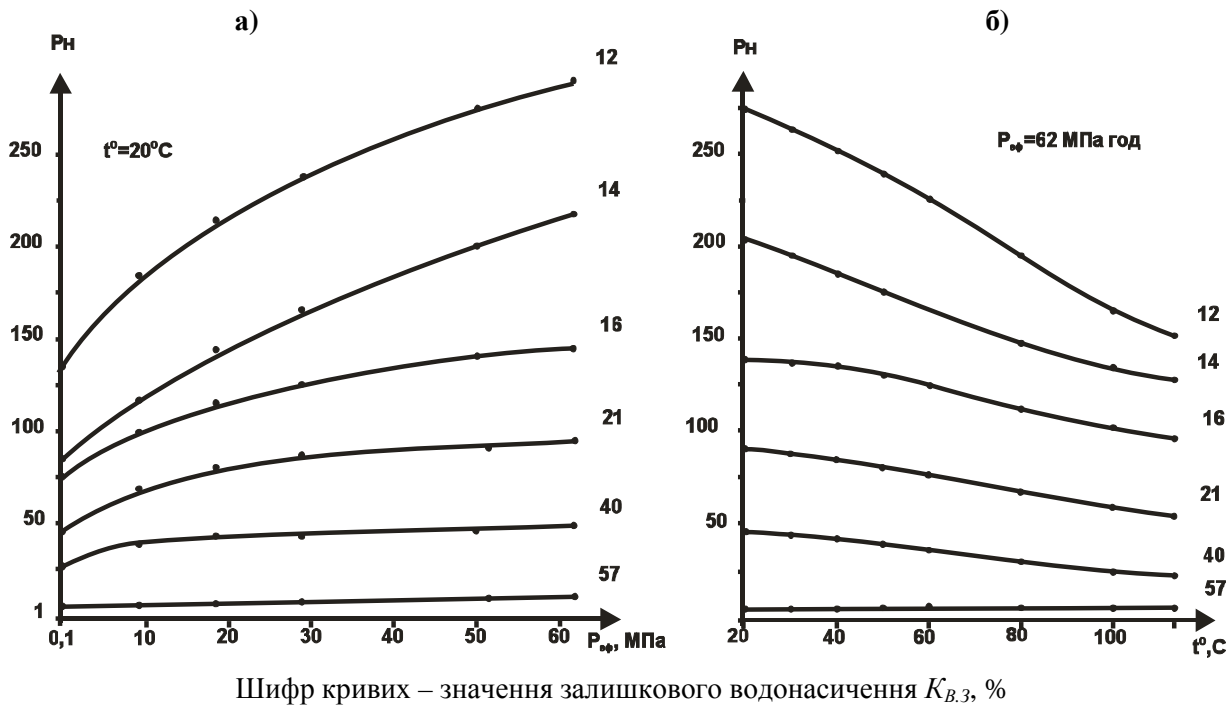
**Рисунок 2 – Відносна зміна параметра пористості  $P$  залежно від температури при постійному ефективному тиску 62 МПа для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища**

Вплив ефективного тиску на коефіцієнт збільшення опору  $P_H$  аналогічний впливу  $P_{ЕФ}$  на відносний опір  $P$  (рис. 3, а), але при цьому спостерігається збільшення градієнта зміни параметра  $P_H$  у зразках пісковиків з низькою залишковою водонасиченістю і високою пористістю. При залишковій водонасиченості 12-14% і ефективному тиску, що відповідає глибині залягання досліджуваних порід ( $P_{ЕФ} = 62 \text{ МПа}$ ) величина  $P_H$  при незмінній температурі може вирости у два й більше рази.

При фіксованих значеннях водонасичення зразків гірських порід і ефективного тиску характер зміни коефіцієнту збільшення електричного опору  $P_H$  із ростом температури протилежно зміні параметра  $P$ , тобто з ростом температури значення  $P_H$  зменшуються, причому, більш значно у зразків порід з низькою залишковою водонасиченістю (див. рис. 3, б та рис. 4).

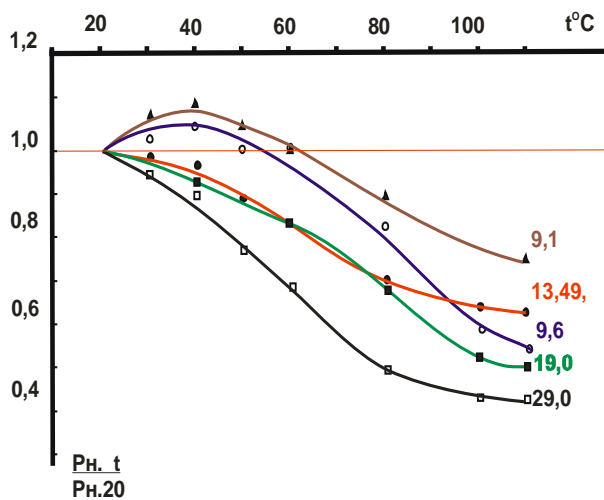
Про характер зміни величин  $P$  і  $P_H$  при одночасній дії на зразки порід зростаючого ефективного тиску до 62 МПа й температури до 110° C можна судити за даними відносних змін цих параметрів (табл. 2). Наведені у таблиці дані показують, що величина  $P$  закономерно зростає при підвищенні ефективного тиску й температури. Причому, найбільш інтенсивна зміна значень  $P$  спостерігається у низько пористих пісковиків, тобто в другій групі виділених порід-колекторів.

Отримані результати досліджень свідчать, що на глибині залягання порід 4000-5000 м пластові умови значно позначаються на залежностях  $P = f(K_{П})$  і  $P_H = f(K_B)$ , що застосовують при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Згідно табл. 2 у відповідні кореляційні зв'язки, встановлені при ефективних тисках, але при кімнатній температурі, варто, обов'язково вводити виправлення за температуру. При інтерпретації матеріалів ГДС з використанням петрофізичних зв'язків, що



Шифр кривих – значення залишкового водонасичення  $K_{В.З}$ , %

Рисунок 3 – Характер зміни коефіцієнта збільшення опору (параметра насичення)  $P_H$  пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища залежно від ефективного тиску  $P_{ef}$  (а) та від температури  $t^{\circ}C$  (б)



Шифр кривих – значення залишкового водонасичення  $K_{В.З}$ , %.

Рисунок 4 – Відносна зміна параметра насичення  $P_H$  при постійному ефективному тиску 62 МПа залежно від температури для пісковиків нижнього карбону Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

враховують не тільки вплив тиску, але й температури отримують значення коефіцієнтів пористості пластів-колекторів на 1-1,5% абсолютних вище, а водонасиченість пластів-колекторів – на 3-4 % абсолютних нижче. Отже, обґрунтовано зменшується ймовірність пропуску продуктивних пластів і підвищується достовірність визначення вихідних параметрів, які використовують при підрахунку запасів нафтогазових родовищ.

## Висновки

Використовуючи результати дослідження мінливості електричних параметрів зразків порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища у термобаричних умовах, що змінюються, у комплексі з іншими петрофізичними і геофізичними параметрами цих порід науково обґрунтовано поділ їх на групи, які відрізняються за фільтраційно-ємнісними властивостями.

Отримані результати досліджень показують, що пласти-колектори другої виділеної нами групи (IV – V клас за А. А. Ханіним) характеризуються мінливими геофізичними параметрами, які не дозволяють однозначно виділяти їх за даними ГДС серед вміщуючих гірських порід.

Встановлено, що при значній глибині залягання продуктивних відкладів (понад 2000 м) пластові умови значно впливають на петрофізичні кореляційні зв'язки, які використовують при визначенні підрахункових параметрів нафтогазових родовищ за даними ГДС.

## Література

- Свихнушин Н. М. Использование петрофизических связей при классификации поровых коллекторов нефти и газа / Н. М. Свихнушин // Тр. МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1975. – Вып. 115. – С. 213-232.
- Ханин А. А. Породы-колекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханнин. – М.: Недра, 1969. – 365 с.
- Черников О. А. Классификация песчано-алевритовых коллекторов по совокупности их

Таблиця 2 – Результати дослідження зміни електричних параметрів  $P$  і  $P_H$  залежно від температури і ефективного тиску для порід-колекторів візейських відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища

Тиск, МПа	Температура, С°							
	110	100	80	60	50	40	30	20
<b>Перша група порід-колекторів (III клас за А. А. Ханіним)</b>								
62	<u>1</u>	<u>1,0</u> 0,98	<u>0,97</u> 1,17	<u>0,94</u> 1,34	<u>0,94</u> 1,35	<u>0,91</u> 1,5	<u>0,88</u> 1,51	<u>0,85</u> 1,53
40	<u>0,95</u> 0,91	<u>0,95</u> 0,89	<u>0,93</u> 1,06	<u>0,91</u> 1,23	<u>0,91</u> 1,23	<u>0,88</u> 1,35	<u>0,85</u> 1,35	<u>0,82</u> 1,37
20	<u>0,88</u> 0,73	<u>0,89</u> 0,75	<u>0,88</u> 0,75	<u>0,85</u> 0,96	<u>0,86</u> 0,98	<u>0,84</u> 1,08	<u>0,81</u> 1,1	<u>0,78</u> 1,09
10	<u>0,84</u> 0,64	<u>0,84</u> 0,63	<u>0,83</u> 0,7	<u>0,82</u> 0,77	<u>0,82</u> 0,78	<u>0,81</u> 0,87	<u>0,77</u> 0,9	<u>0,74</u> 0,92
5	<u>0,80</u> 0,56	<u>0,81</u> 0,57	<u>0,79</u> 0,6	<u>0,78</u> 0,67	<u>0,78</u> 0,67	<u>0,76</u> 0,75	<u>0,76</u> 0,77	<u>0,71</u> 0,79
<b>Друга група порід-колекторів (IV-V клас за А. А. Ханіним)</b>								
62	<u>1</u>	<u>0,96</u> 1,02	<u>0,85</u> 1,29	<u>0,75</u> 1,64	<u>0,73</u> 1,72	<u>0,71</u> 1,88	<u>0,70</u> 1,88	<u>0,69</u> 1,94
40	<u>0,92</u> 1,00	<u>0,87</u> 1,00	<u>0,78</u> 1,27	<u>0,69</u> 1,6	<u>0,67</u> 1,67	<u>0,65</u> 1,83	<u>0,65</u> 1,82	<u>0,64</u> 1,76
20	<u>0,81</u> 0,88	<u>0,78</u> 0,88	<u>0,70</u> 1,05	<u>0,62</u> 1,24	<u>0,60</u> 1,34	<u>0,58</u> 1,48	<u>0,58</u> 1,47	<u>0,57</u> 1,48
10	<u>0,74</u> 0,78	<u>0,71</u> 0,79	<u>0,65</u> 0,91	<u>0,57</u> 1,09	<u>0,55</u> 1,14	<u>0,52</u> 1,28	<u>0,53</u> 1,26	<u>0,53</u> 1,27
5	<u>0,67</u> 0,72	<u>0,66</u> 0,71	<u>0,59</u> 0,83	<u>0,54</u> 0,97	<u>0,52</u> 1,03	<u>0,49</u> 1,17	<u>0,49</u> 1,16	<u>0,49</u> 1,15

**Примітки:**

**1. Чисельник** - відношення значення параметра  $P$  при текучих умовах до значення параметра  $P$  при пластових умовах ( $t = 110^\circ\text{C}$ ;  $P_{\text{ЕФ}} = 62 \text{ МПа}$ ).

**2. Знаменник** - відношення значення параметра  $P_H$  при текучих умовах до значення параметра  $P_H$  при пластових умовах ( $t = 110^\circ\text{C}$ ;  $P_{\text{ЕФ}} = 62 \text{ МПа}$ ).

литологических особенностей / О. А. Черников, А. Н. Куренков // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах // Тр.МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1977. – Вып. 124. – С. 83-86.

4 Эйдман И. Э. Видовой метод статистических оценок петрофизических свойств нефтегазоносных коллекторов / И. Э. Эйдман // Петрофизика коллекторов нефти и газа / Тр. МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1975. – Вып. 115. – С. 238-244.

5 А. с. 1298367 СССР, МКЛ Е 21 В 49/00 (СССР) Устройство для исследования нефтегазоводонасыщенных кернов / А. А. Гаранин. – № 3929206/22-03; заявл. 04.06.85; опубл. 23.03.87. Бюл. № 11.

6 Губанов Ю. С. Комплексные исследования петрофизических свойств коллекторов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ: автореф. дис. на соискание степени канд. геол.-минерал. наук: спец. 04.00.17 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений" / Ю. С. Губанов. – Ивано-Франковск, 1982. – 17 с.

7 Индутный В. Ф. Закономерности изменения петрофизических свойств девонских образований Днепровско-Донецкого рифта на больших глубинах / В. Ф. Индутный - Киев: Наукова Думка, 1980. - 160 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

11.11.14

Рекомендована до друку

професором **Масевським Б.И.**

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

канд. геол.-мінерал. наук **Штурмаком І.Т.**

(геологічний відділ НДПІ ПАТ «Укрнафта»,

м. Івано-Франківськ)

## ОЦІНКА ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ЗМІЦНЕНОГО ШАРУ ПОВЕРХНІ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ВАКУУМНИМ ГАЗОТЕРМОЦИКЛІЧНИМ ІОННО-ПЛАЗМОВИМ АЗОТУВАННЯМ

<sup>1</sup>Б.О. Чернов, <sup>2</sup>В.І. Мірненко, <sup>2</sup>М.Я. Ткач

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,  
e-mail: public@iung.edu.ua

<sup>2</sup>НУОУ ім. Івана Черняхівського, 03149, м. Київ, пр. Повітрофлотський, 28,  
тел. (044) 2710596, 2710600

На основі аналізу результатів промислових досліджень показано, що основними причинами аварій з бурильними колонами у процесі буріння свердловин є корозійно-втомне руйнування її елементів. Удосконалено метод зміцнення поверхні елементів бурильної колони вакуумним газотермоциклічним азотуванням та розроблено технологію процесу зміцнення. Наведено методику експериментальних досліджень та конструкції досліджуваних стендів. Проведено оптимізацію процесу нанесення вакуум-плазмових покриттів. Досліджено характер розвитку тріщин при втомі. На основі проведених експериментальних досліджень зразків зі сталі 40ХН одержано значення межі витривалості. Встановлено, що використання даного методу зміцнення призводить до підвищення циклічної міцності зразка зі сталі 40ХН до 40%.

Ключові слова: бурильна колона, свердловина, межа міцності, азотування.

На основе анализа результатов промышленных исследований показано, что основными причинами аварий с бурильными колоннами в процессе бурения скважин является коррозионно-усталостное разрушение ее элементов. Усовершенствован метод упрочнения поверхности элементов бурильной колонны вакуумным газотермоциклическим азотированием и разработана технология процесса укрепления. Приведены методика экспериментальных исследований и конструкции исследуемых стендов. Проведена оптимизация процесса нанесения вакуум-плазменных покрытий. Исследован характер развития трещин при усталости. На основе проведенных экспериментальных исследований образцов из стали 40ХН получено значение предела выносливости. Установлено, что использование данного метода укрепления приводит к повышению циклической прочности образца из стали 40ХН до 40%.

Ключевые слова: бурильная колонна, скважина, предел прочности, азотирование.

Based on the analysis of industrial research it was shown that the main reason of drilling strings accidents in the process of well drilling is corrosion fatigue of its elements. We improved the method of surface strengthening of the drilling string elements by vacuum gas-and-thermal-cycle ionic plasma nitration and developed the strengthening process technology. The methodology for conducting experimental studies and constructions of the test benches were presented. Optimization of the process of vacuum plasma covering application was carried out. Also, we studied the nature of fractures development caused by fatigue. Based on the conducted experimental studies of the steel 40ХН samples we received the index of fatigue strength and found out that utilization of this strengthening method leads to an increase of the cyclic strength of the steel 40ХН sample by 40%.

Key words: drilling string, well, fatigue strength, nitration.

**Актуальність роботи.** При бурінні нафтових і газових свердловин значна кількість аварій відбувається за рахунок руйнування різьбових з'єднань елементів бурильних колон від дії знакозмінних згинальних навантажень [1-4]. Досвід експлуатації бурильної колони свідчить, що більшість причин руйнування її елементів, в тій чи іншій мірі пов'язано з їх циклічною міцністю, яка виражається в поступовому накопиченні пошкоджень у матеріалі в умовах одночасного впливу змінних навантажень та агресивного середовища. Це призводить до виникнення тріщини від втоми її розвитку та остаточного руйнування.

Крім цього, авторами [2, 3] встановлено, що різьбові з'єднання бурильних і обважнених бурильних труб, корпусів і валів турбобурів руйнуються в результаті втоми матеріалу. Експериментальні й промислові дослідження підтверджують втомний характер руйнувань різьбових з'єднань.

Таким чином, зміцнення поверхні елементів бурильної колони є необхідною умовою, яка підвищить їхню живучість та збільшить терміни їх експлуатації.

Одним із важливих та перспективних напрямків у вирішенні задач щодо підвищення опору втомі елементів конструкцій є використання вакуумного газотермоциклічного іонно-плазмового азотування (ВГТЦПА). Проте незважаючи на неадитивну дію змінних навантажень, як руйнівного фактору, вплив зміцненого шару ВГТЦПА на опір багатоциклової високочастотній втомі сталі 40 ХН не вивчено. Аналіз останніх досліджень та публікацій показує про відсутність узагальнюючих висновків та рекомендацій, які використовувалися хоча б для їх практичного застосування. Так, деякі автори обмежуються констатацією впливу зміцненого шару на величину  $\sigma_{-1}$  [7], інші спостерігають зниження цієї характеристики в одному випадку або її незмінності в другому [8], треті

вказують на підвищення опору втомі за рахунок технологічних процесів або “дійсного його покращення”[9]. Положення, що склалося таким чином, з одної сторони є нормальним через існуючі розбіжності в початкових цілях й концепціях, методиках, умовах й способах інтерпретації експериментальних результатів різними авторами. Проте, з іншого боку, ці обставини підтверджують актуальність проблеми та необхідності її подальшого вивчення.

**Метою статті** є оцінка працездатності зміцненого шару сталевих матеріалів вакуумним газотермоциклічним іонно-плазмовим азотуванням.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** При проведенні експериментальних досліджень, задачу оптимізації технологічного процесу ВГТЦПА розглянуто як багатофакторну з врахуванням конструктивних, технологічних та експлуатаційних чинників. Об’єктивна та повна оцінка умов роботи елементів бурильної колони, виготовлених зі сталі 40ХН, дозволяє в якості критерію оптимізації вибрати межу витривалості ( $Y_1$ ), В якості керованих факторів вибрано: час дифузійного насичення ( $X_1$ ), тиск реакційного газу ( $X_2$ ), склад реакційного газу ( $X_3$ ), температура газу ( $X_4$ ) та величина температурного циклу ( $X_5$ ) (таблиця 1).

**Таблиця 1 – Фактори та рівні їх варіювання**

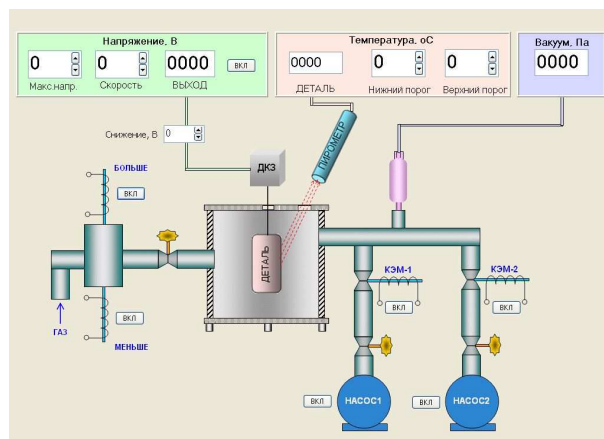
№	Чинники	Позначення	Рівні варіювання		
1	Час дифузійного насичення, хв	$X_1$	90...240		
2	Тиск реакційного газу, Па	$X_2$	25...250		
3	Склад реакційного газу	$X_3$	60% Ar +40% N <sub>2</sub>	75% Ar +25% N <sub>2</sub>	90% Ar + 10% N <sub>2</sub>
4	Температура газу, °К	$X_4$	673	773	873
5	Величина температурного циклу, °К	$X_5$	25...125		

В якості експериментального обладнання використано установку ВПА-1, яка розроблена в Інституті проблем міцності НАН України (рис. 1).

Дана установка має автоматизовану систему управління та дозволяє реалізувати новий принцип формування зміцненого азотованого шару, а саме в імпульсному газотермоциклічному режимі (рис. 2). При такій організації процесу відбувається поєднання переваг подавання на вхід вакуумної установки для азотування пульсуючого струму з високою напругою



**Рисунок 1 – Загальний вигляд установки ВПА-1**



**Рисунок 2 – Дисплей автоматизованої системи контролю та управління технологічним процесом ВГТЦПА**

та періодичного чергування циклів насичення та розмоктування азоту як за насичуючою здатністю атмосфери, так і за температурою.

Формування зміцненого поверхневого шару ВГТЦПА на сталевих зразках здійснювалося згідно з планом експерименту, який згенеровано на основі ЛП<sub>r</sub>-чисел (всього 16 модифікацій) (таблиця 2). Для дослідження використовувалися зразки зі сталі 40ХН, що є конструкційним матеріалом для елементів бурової колони.

На основі одержаних результатів проводилось формування зміцненого поверхневого шару та експериментальні дослідження на багатоциклової втому.

Довжина зразка розраховується за формулою:

$$l = \sqrt{\frac{d}{f}} \sqrt{\frac{E}{\rho}}$$

де  $d$  – товщина зразка;  
 $f$  – резонансна частота;  
 $E$  – динамічний модуль пружності;  
 $\rho$  – густина матеріалу зразка.

При дослідженні зразків на втому використовували третю форму коливань (рис. 4). База випробувань на втому  $N=10^7$  циклів навантаження.

Таблиця 2 – План експерименту в натуральних координатах

№ з/п	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>
1	170	140	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	773	75	14
2	130	190	60% Ar+40% N <sub>2</sub>	873	50	20
3	200	80	90% Ar+10% N <sub>2</sub>	673	100	8
4	110	170	90% Ar+10% N <sub>2</sub>	873	90	5
5	190	50	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	773	40	16
6	150	100	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	673	110	22
7	220	220	60% Ar+40% N <sub>2</sub>	773	60	11
8	100	230	90% Ar+10% N <sub>2</sub>	673	44	3
9	180	120	60% Ar+40% N <sub>2</sub>	873	95	15
10	140	70	90% Ar+10% N <sub>2</sub>	773	65	20
11	210	180	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	673	120	9
12	120	90	60% Ar+40% N <sub>2</sub>	873	80	7
13	190	200	90% Ar+10% N <sub>2</sub>	673	30	18
14	160	130	60% Ar+40% N <sub>2</sub>	773	106	24
15	230	40	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	873	56	12
16	90	150	75% Ar+25% N <sub>2</sub>	673	70	8

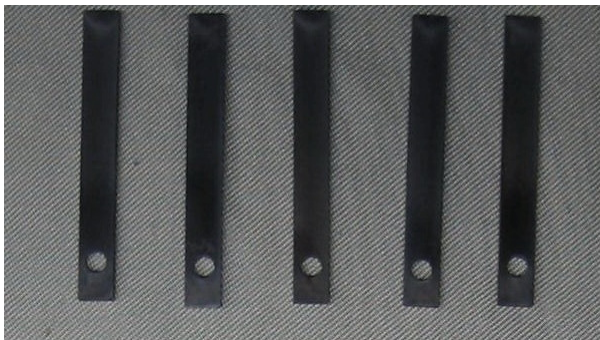


Рисунок 3 – Загальний вигляд зразків із зміцненим поверхневим шаром

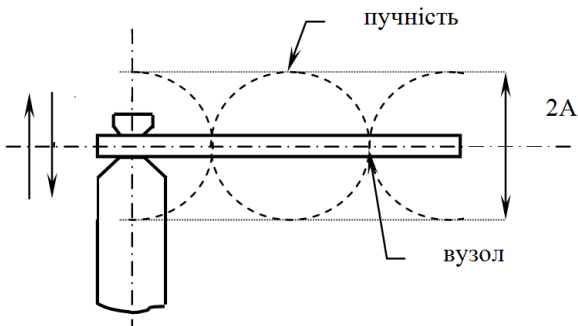
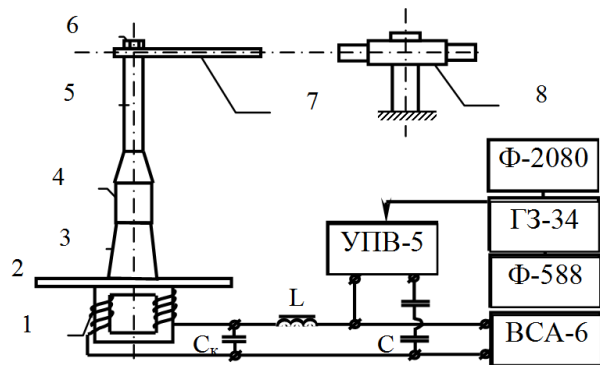


Рисунок 4 – Схема випробування зразків на втому

Для визначення опору втомі зміцнених ВГТЦПА зразків та побудови кривої втому досліджували не менше 10...15 зразків. Кожний зразок доводили до руйнування, при цьому амплітуду коливання зразка та частоту навантаження на протязі всього часу дослідження підтримували постійною. Момент початку руйнування зразка встановлювали за падінням резонансної частоти його коливань на 10...15 Гц.

Дослідження зразків зі сталі 40ХН, зміцнених ВГТЦПА, проводилися на магнітострикційній установці (рис. 5).



1 – вібратор; 2 – концентратор; 3 – фланець; 4 – накидна гайка; 5 – напівхвильовий концентратор; 6 – гайка; 7 – зразок; 8 – мікроскоп

Рисунок 5 – Схема магнітострикційної установки

Блок-схема установки показана на рис. 4. Робоча частота установки, при якій можливе її використання для випробувань на втому, лежить у межах ~9,8...10,8 кГц.

Принцип дії вібратора 1 установки засновано на використанні явища магнітострикції, що полягає в здатності деяких матеріалів (нікель, пермендіор та інші) змінювати свої лінійні розміри під дією змінного магнітного поля. В установці магнітострикційний ефект реалізується використанням О-подібних нікелевих пластин (товщиною 0,1 мм), що зібрані у пакет, який і є вібратором 1. Змінне магнітне поле вібратора створюється пропусканням через його обмотку змінного струму, частота якого дорівнює робочій частоті установки; обмотка служить також для збудження у пакеті постійного магнітного потоку, що підмагнічує.

Охолодження вібратора, що нагрівається при роботі в результаті втрат на гістерезис і вихрові струми, а також унаслідок нагрівання його обмоток струмом, проводиться проточною водою – вібратор знаходиться в герметичному баку, який прикріплений до опорної плити установки.

Амплітуда коливань вібратора максимальна на його торцях (пучності переміщень) і дорівнює нулю посередині (вузол). Для збільшення амплітуди застосовується концентратор 2 – напівхвильовий стержень змінного перетину із фланцем 3, що розташований у вузловому перетині стрижня. Фланець використовується для кріплення концентратора і всієї коливальної системи до опорної плити. Збільшення амплітуди коливань системи обумовлюється відношенням площ торців концентратора, формою утворюючої й хвильовим опором матеріалу. Комбінуючи ці параметри, можна домогтися істотного збільшення амплітуди коливань (у 8...12 разів) при передачі приймачу коливань (зразку) приблизно тієї ж потужності. На установці використано концентратор із сталі 45 з утворюючою по катеноїді (крива  $y=chx$ ) за ви-

нятком ділянки, що безпосередньо прилягає до вібратора (нижче фланця), що представляє собою циліндр. Діаметр торців концентратора 2 рівні 24 мм і 120 мм. Для подальшого збільшення амплітуди коливань із концентратором 2 за допомогою накидної гайки 4 з'єднаний ще один напівхвильовий концентратор 5, який конструктивно виконаний у вигляді двоступінчастого циліндричного стрижня з титанового сплаву ОТ4. Кожна зі ступеней його має постійний перетин із діаметром верхньої частини 7,5 мм і нижньої – 24 мм. Сполучення між ступенями виконано у вигляді радіусного переходу, тому, як це і повинно бути відповідно до розрахунку, довжина нижньої частини коротша верхньої. Загальну методику розрахунку концентратора з різним законом зміни їх утворюючих подано в роботі [12]. Із застосуванням додаткового східчастого концентратора максимальна амплітуда коливань на крайньому торці системи досягає порядку 200 мкм, що виявилося цілком достатнім для успішного проведення випробувань на втому.

Електрична частина установки складається з генератора типу ГЗ-34, лічильника циклів Ф-588, частотомера Ф-2080, джерела постійного струму – вирівнювача ВСА-6.

На магнітострикційній установці при дослідженнях на втому здійснюється незалежне збудження коливань системи, так, що частота їх визначається настроюванням генератора, що задає, і вимірюється електронним частотоміром.

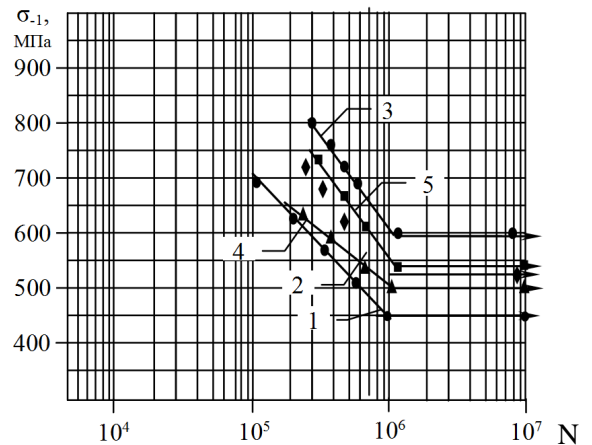
Необхідна амплітуда коливань зразка 7, що закріплюється на торці концентратора 5 за допомогою гайки 6, установлюється шляхом зміни вихідної напруги звукового генератора, що подається на могутній підсилювач. Узгодження вихідного трансформатора могутнього підсилювача УПВ-5 із вібратором вироблялося шляхом підбору оптимального числа витків обмотки вібратора за умови одержання максимальної амплітуди коливань вібратора. Включення дроселя  $L$  і ємності  $C$  та допусає паралельне з'єднання могутнього підсилювача, джерела постійного струму й обмотки вібратора. Ємність  $C_k$  включається паралельно обмотці вібратора, так, що в контурі “ $L_k$  - індуктивність вібратора” має місце резонанс струмів, чим поліпшуються умови узгодження вібратора з могутнім підсилювачем.

Величина сили струму підмагнічування задавалася близько 15 А при напрузі 2...3 В.

Для виміру амплітуди коливань зразка 7 у процесі дослідження використовується мікроскоп 8 із набором об'єктивів і окулярів. Знижуючи чи підвищуючи амплітуду коливань, при визначеному числі циклів навантаження установлюється необхідний для руйнування зразків від втоми рівень напруг. Зв'язок між амплітудою будь-якої точки коливного зразка і напруженнями, що діють у ньому, установлюється (залежно від виду коливань, їхніх форм, конструкції зразка) шляхом відповідних розрахунків на основі теорії коливань.

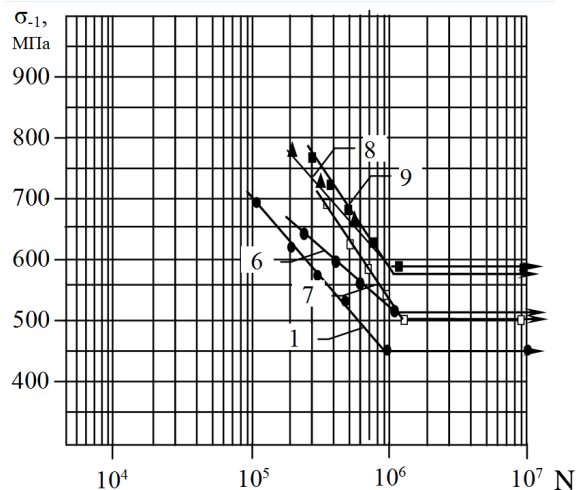
В результаті проведення експериментальних досліджень одержано значення межі ви-

тривалості зразків зі сталі 40 ХН із зміцненим поверхневим шаром, сформованим ВГТЦПА (рис. 6 – 9). Усі варіанти формування (див. табл. 2) зміцненого шару підвищують  $\sigma_{-1}$ .



1 – без зміцнення;  
2-5 – із зміцненням згідно плану експерименту

**Рисунок 6 – Криві втоми сталі 40ХН**



1 – без зміцнення;  
6-9 – із зміцненням згідно плану експерименту

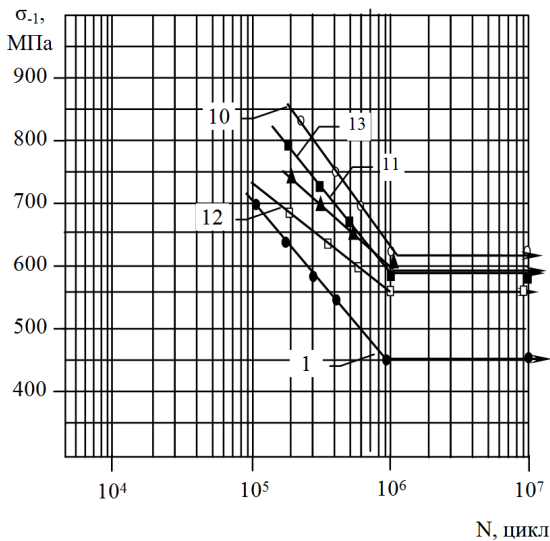
**Рисунок 7 – Криві втоми сталі 40ХН**

За результатами експерименту проведено статистичний аналіз та побудовано регресійну модель залежності критерію оптимізації, який характеризує межу витривалості сталі 40ХН із зміцненим поверхневим шаром ВГТЦПА, від конструктивних, технологічних та експлуатаційних факторів. Розрахунок моделі здійснювався за допомогою пакету прикладних програм “ПРІАМ”. В якості початкових даних використовувалися матриця планування експерименту та результати експериментальних досліджень.

Після обробки результатів експерименту отримана математична модель, що описує залежність межі витривалості від конструктивних, технологічних та експлуатаційних чинників.

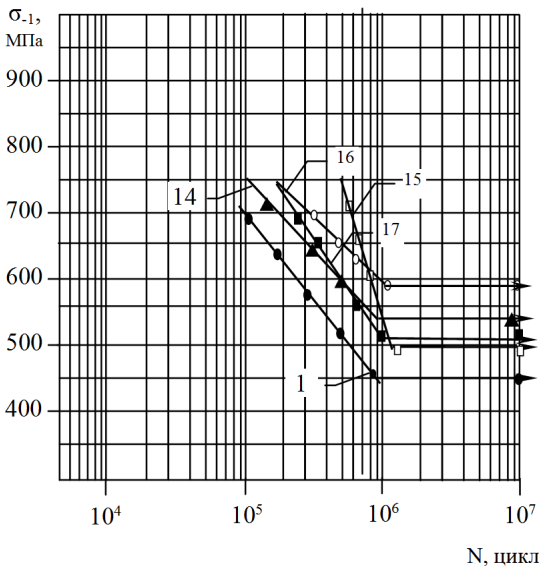
$$Y = 554,961 + 321,398x_1^2 x_2^2 x_3 x_5^2 + 14,4129x_4 + 39,8087x_1 x_4 x_5;$$

де  $Y$  – математична модель у кодованих значеннях для межі витривалості  $\sigma_{-1}$ .



1 – без зміцнення; 10-13 – із зміцненням згідно плану експерименту

Рисунок 8 – Криві втоми сталі 40ХН



1 – без зміцнення; 14-17 – із зміцненням згідно плану експерименту

Рисунок 9 – Криві втоми сталі 40ХН:

Формули переходу від кодованих значень до натуральних:

$$\begin{aligned}
 x_1 &= 0,0142815(X_1 - 160,604) ; \\
 x_1^2 &= 1,64458(X_1^2 - 0,0191164X_1 - 0,372824) ; \\
 x_1^3 &= 3,31219(X_1^3 - 0,0582365X_1^2 - 0,654433 X_1 + 0,0145849) ; \\
 x_2 &= 0,0100246(X_2 - 136,182) ; \\
 x_2^2 &= 1,56832(X_2^2 - 0,0387083X_2 - 0,34791) ; \\
 x_2^3 &= 3,195(X_2^3 - 0,0147624X_2^2 - 0,663917 X_2 - 0,08331) ; \\
 x_3 &= 1(X_3 - 1) ; \\
 x_3^2 &= 1,6(X_3^2 - 0,625) ; \\
 x_4 &= 0,00941176(X_4 - 766,75) ; \\
 x_4^2 &= 1,64632(X_4^2 - 0,0907563X_4 - 0,605536) ; \\
 x_5 &= 0,0227556(X_5 - 74,8047) ; \\
 x_5^2 &= 1,55962(X_5^2 - 0,0132701X_5 - 0,354272) ;
 \end{aligned}$$

$$x_5^3 = 3,1495(X_5^3 - 0,00418042X_5^2 - 0,675089X_5 - 0,00322023) ,$$

де  $X_1, X_2, X_3, X_4$  та  $X_5$  – конструктивні, технологічні та експлуатаційні чинники.

Для визначених чинників проведено графічне дослідження їх впливу на критерій оптимізації, що характеризує межу витривалості сталі 40ХН із зміцненим поверхневим шаром ВГТЦПА. Воно виконувалося шляхом побудови сімейства графіків частинних рівнянь регресії (рис. 10 – 11).

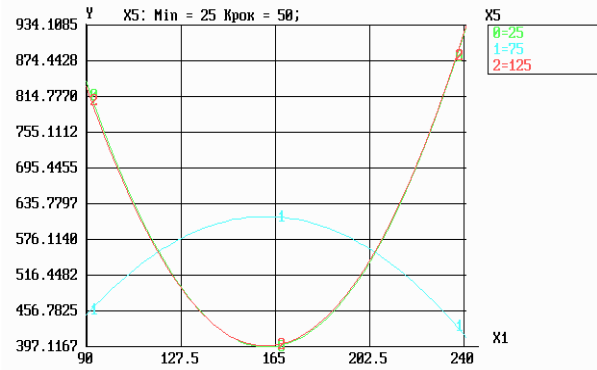


Рисунок 10 – Графіки частинних рівнянь регресії  $Y = f(X_1, X_5)$

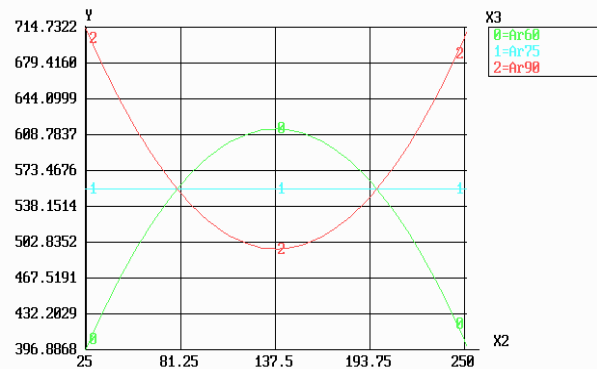


Рисунок 11 – Графіки частинних рівнянь регресії  $Y = f(X_2, X_3)$

Візуальний аналіз графіків дозволяє провести детальний аналіз впливу чинників на значення функції відгуку та визначити те значення чинників, які на протязі всього часу впливу здійснюють найбільший чи найменший ефект.

На основі отриманих результатів можна одержати наочне уявлення про геометричний образ функції відгуку побудовою відповідної геометричної поверхні, які представлено для меж витривалості на рис. 12 – 15.

### Висновки

1. В результаті оцінки працездатності зміцненого шару ВГТЦПА сталі 40ХН, яка є конструкційним матеріалом для елементів буриньної колони встановлено, що використання технологічного процесу ВГТЦПА дозволяє підвищити межу витривалості  $\sigma_1$  на 20...40%, у залежності від технологічного режиму його формування.

2. Використання ВГТЦПА дозволить підвищити ресурс конструкційних елементів бу-

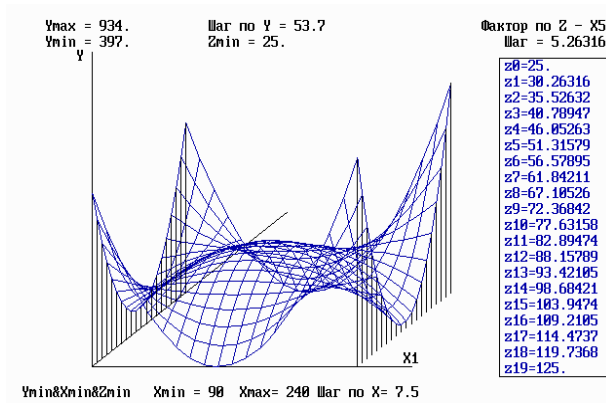


Рисунок 12 – Графік дослідження поверхні відгуку  $Y = f(X_1, X_5)$  в тривимірному просторі

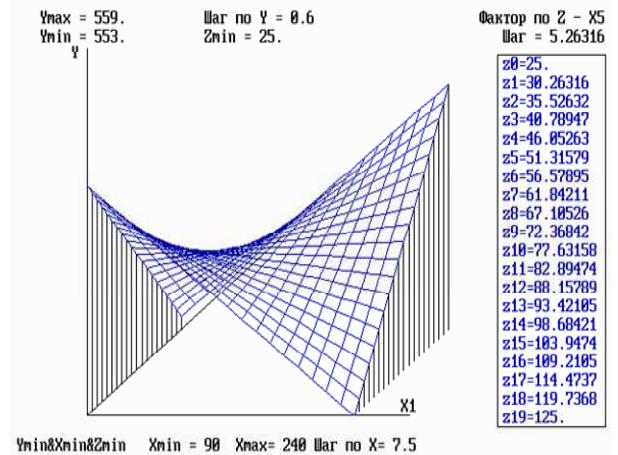


Рисунок 13 – Графік дослідження поверхні відгуку  $Y = f(X_1, X_5)$  в тривимірному просторі

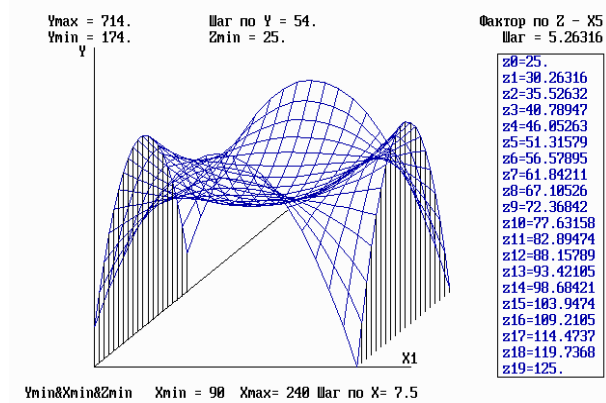


Рисунок 14 – Графік дослідження поверхні відгуку  $Y = f(X_1, X_5)$  в тривимірному просторі

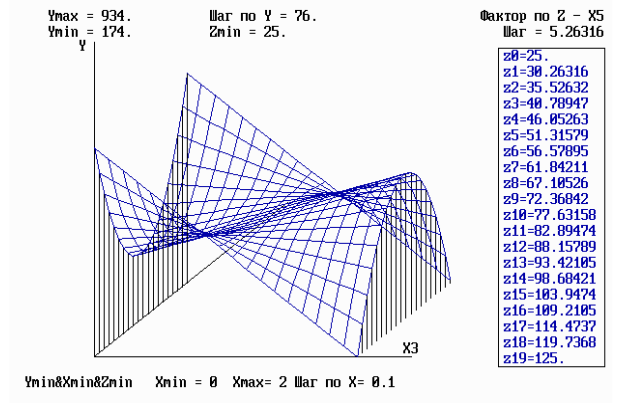


Рисунок 15 – Графік дослідження поверхні відгуку  $Y = f(X_3, X_5)$  в тривимірному просторі

рильних колон, а саме замкових різьбових з'єднань, а також прогнозувати їх довговічність. Це надасть можливість підвищити ефективність роботи бурильної колони, що в свою чергу призведе до зменшення матеріальних затрат при будівництві нафтових і газових свердловин.

### Література

- 1 Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 264 с.
- 2 Чернов Б.А. Методы повышения работоспособности бурильных и обсадных колонн у нефтяных и газовых скважинах: Дисс. докт. техн. наук. – Ивано-Франковск: ИФТУНГ, 1999. – 370 с.
- 3 Чернов Б.О. Підвищення експлуатаційних характеристик бурильних колон шляхом удосконалення конструкцій різьбових з'єднань / Б.О. Чернов, В.Б. Чернов, М.С. Чернова, В.Д. Яцишин, // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №1(38). – С. 91-96.
- 4 Улитин Г.М. Динамика и устойчивость бурильных колонн буровых установок роторного типа. Диссертация на соискание уч. ст. докт. техн. наук. – Днепропетровск: НГУ, 2003. – 321 с.

- 5 Кузьменко В.А. Усталостные испытания на высоких частотах нагружения – Киев: Наук. думка, 1979. – 336 с.
- 6 Кузьменко В.А. Звуковые и ультразвуковые колебания при динамических испытаниях материалов. – Киев: Изд-во АН УССР, 1963. – 152 с.
- 7 Shiozowa Kazuoki, Ohshima Seiji. Effect of TiN coating on corrosion fatigue strength of carbon steel // Ibid. – 1990. – 39, №442. – P. 958–964.
- 8 Малашенко И.С., Яковчук К.Ю., Корсакевич Н.И., Рыбников А.И. Циклическая прочность никелевых сплавов с конденсированными покрытиями Me-Cr-Al-Y // Пробл. спец. электротехнологии. – 1987. – №3. – С.41–45.
- 9 Shiozowa Kazuoki, Ohshima Seiji. Effect of TiN coating on fatigue strength of carbon steel // Ibid. – 1990. – 39, №442. – P. 927–932.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
18.11.14

Рекомендована до друку  
професором Івасівим В.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Кунцяком Я.В.  
(ПРАТ «НДІКБ бурового інструменту», м. Київ)

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ВСТАНОВЛЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЧАСУ ТЕРМОСТАТУВАННЯ ПРОБ ПІД ЧАС РЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Л.Д. Пилипів

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,  
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

Проведено комплекс порівняльних досліджень реологічних властивостей високов'язкої долинської нафти з метою встановлення оптимального часу термостатування проб на етапі реологічних досліджень неньютонівських рідин, при збільшенні якого реологічні властивості нафти змінюються незначною мірою або не змінюються зовсім. Подано характеристику основних реологічних моделей нафти різних типів. Встановлено, що в робочому діапазоні досліджень (від 5 °С до 25 °С) реологічні моделі долинської нафти найбільш адекватно описуються законом Балклі-Гершеля для нелінійних в'язкопластичних рідин. В якості критерію оцінювання впливу часу термостатування на реологічні властивості нафти прийнято відхилення граници плинності нафти певного експерименту від граници плинності за найтривалішого експерименту, тобто 720 хв. Прийнято, що оптимальним часом термостатування вважається найменша тривалість витримування лабораторних проб, за якої відхилення граници плинності від показників найтривалішого експерименту не перевищує 5 % для певної температури досліджень. Доведено, що при температурах термостатування 5 °С і 10 °С оптимальний час витримування проб становить 360 хв., при температурі термостатування 15 °С – 120 хв., при температурі термостатування 20 °С і 25 °С – 60 хв.

Ключові слова: термостатування, високов'язка нафта, реологічна модель, границя плинності.

Проведен комплекс сравнительных исследований реологических свойств высоковязкой Долинской нефти с целью установления оптимального времени термостатирования проб на этапе реологических исследований неньютоновских жидкостей, при увеличении которого реологические свойства нефтей изменяются в незначительной степени или не меняются вовсе. Дана характеристика основных реологических моделей нефтей различных типов. Установлено, что в рабочем диапазоне исследований (от 5 °С до 25 °С) реологические модели Долинской нефти наиболее адекватно описываются законом Балкли-Гершеля для неллинейных вязкопластичных жидкостей. В качестве критерия оценки влияния времени термостатирования на реологические свойства нефти принято отклонение предела текучести нефти определенного эксперимента от предела текучести самого длительного эксперимента, т.е. 720 мин. Принято, что оптимальным временем термостатирования считается наименьшая продолжительность выдерживания лабораторных проб, при которой отклонение предела текучести показателей самого длительного эксперимента не превышает 5% для определенной температуры исследований. Доказано, что при температурах термостатирования 5 °С и 10 °С оптимальное время выдержки проб составляет 360 мин., При температуре термостатирования 15 °С - 120 мин., При температуре термостатирования 20 °С и 25 °С - 60 мин.

Ключевые слова: термостатирование, высоковязкая нефть, реологическая модель, предел текучести.

There was carried out a set of comparative studies of the rheological properties of high-viscosity oil in Dolyna to determine the optimal thermostating time of samples during the rheological studies of non-Newtonian fluids. When the time increases, the rheological properties of crude oils vary slightly or do not change at all. The article describes the basic rheological models of different types of oils. It was established that in the operating range of the study (from 5°C to 25°C) the rheological models of oil in Dolyna are sufficiently described by the Herschel-Bulkey law for non-linear viscoplastic fluids. As a criterion for evaluation of the impact of thermostating time on the rheological properties of oil was taken deviation of oil liquid limit of a given experiment from the oil liquid limit of the longest experiment, i.e. 720 min. It is assumed that the optimal thermostating time is the smallest duration of exposure of laboratory tests, when the deviation of liquid limit from the figures of the longest experiment do not exceed 5% at a given temperature of the study. It is proved that at a thermostating temperatures of 5 °C and 10 °C the optimal duration of exposure of experimental samples is 360 min., at a thermostating temperature of 15 °C – 120 min., at thermostating temperatures of 20 °C and 25 °C – 60 min.

Key words: thermostating, high-viscosity oil, rheological model, liquid limit.

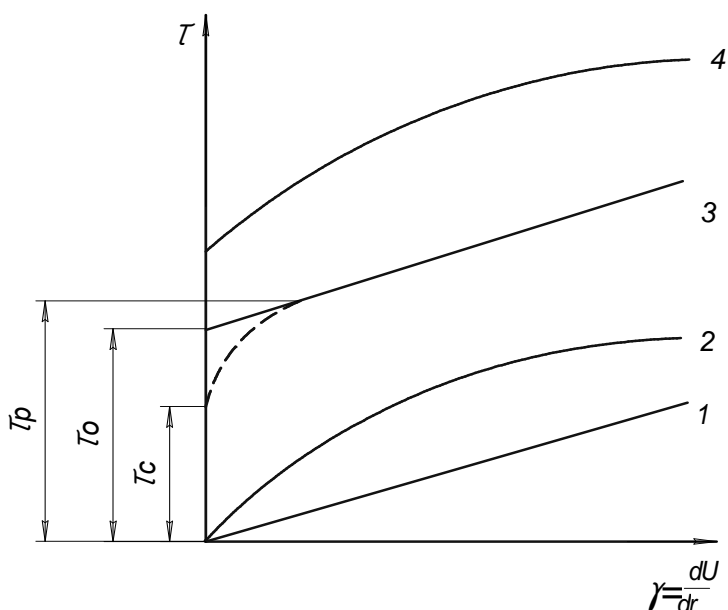
### Вступ

Експериментальні дослідження реологічних властивостей високов'язких нафт, частка яких в загальному обсязі видобування вуглеводневих енергоносіїв невідомо зростає, є необхідним етапом у встановленні, описі та адекватному аналізі поведінки неньютонівських нафт як в статичних умовах їх зберігання в резервуарах, так і в динамічних умовах транспортування магістральними трубопроводами. Враховуючи специфічні особливості фізико-хімічних характеристик кожного окремо взятого сорту

високров'язких нафт, загальноприйнята методологія проведення експериментів щодо встановлення реологічних показників має швидше рекомендаційний і узагальнений характер та недостатньо відпрацьована, в першу чергу, стосовно тривалості проведення досліджень.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Поведінка високов'язких нафт в зоні низьких температур (нижче 20 °С) не може бути описана класичним рівнянням Ньютона [1, 2, 3, 4, 5],



1 - ньютонівська рідина; 2 – псевдопластична рідина; 3 – лінійна в'язкопластична рідина (бінгамівський пластик); 4 – нелінійна в'язкопластична рідина

**Рисунок 1 – Графічні залежності реологічних моделей нафти різних типів**

справедливим тільки для ньютонівських нафт, в яких напруження зсуву  $\tau$  від градієнта швидкості  $\gamma$  є лінійною залежністю, що виходить з початку координат (рисунок 1 – пряма 1). Нафти, графічні залежності напруження зсуву від градієнта швидкості яких не виходять з початку координат або не мають вигляд прямої лінії, називаються неньютонівськими [3, 4, 5]. Аномальні властивості таких нафт пояснюються наявністю в них твердих n-алканів (в першу чергу парафіну) та асфальто-смолистих речовин. За температур, нижчих температури плавлення парафіну, починає утворюватися його кристалічна решітка, яка іміобілізує в собі рідку нафту. Чим нижча температура нафти, тим міцніша кристалічна решітка, а отже, і менш текуча нафта. Міцність кристалічної решітки залежить також від тривалості перебування нафти за певної температури. Існує кілька типів неньютонівських рідин, які відрізняються виглядом кривої течії.

Реальні рідини з нелінійною кривою течії можна розділити на три групи [1, 2, 3]:

1) системи, в яких швидкість зсуву в кожній точці є функцією виключно напруження зсуву;

2) системи, в яких зв'язок між напруженням і швидкістю зсуву залежить від тривалості дії напруження або від передісторії рідини;

3) системи, які характеризуються властивостями як твердого тіла, так і рідини, вони проявляють пружне відновлення форми після зняття напруження (в'язкопружні рідини).

Криві течії реальних в'язкопластичних нафт і нафтопродуктів мають три характерні точки;  $\tau_c$  – статичне напруження зсуву,  $\tau_0$  – граничне динамічне напруження зсуву,  $\tau_p$  – напруження зсуву, за якого закінчується руйнування структури рідини.

Нижче розглянуті особливості першої групи неньютонівських рідин, до якої зазвичай відносяться високов'язкі швидкозастигаючі нафти і нафтопродукти за низьких температур.

Рідини, що містять розчинені або суспендовані частинки, які можуть створювати додатковий опір руху дисперсійного середовища, нерідко характеризується псевдопластичними властивостями. Течія таких неньютонівських рідин розпочинається за найменших значень напруження зсуву. За збільшення швидкості зсуву в рідині відбувається руйнування слабких зв'язків між молекулами, впорядкування взаємного положення та орієнтація частинок відносно напрямку потоку. Все це призводить до відносного зменшення прикладеного до рідини напруження зсуву, тому крива течії 2 (рисунок 1) характеризується випуклістю до осі  $\tau$ . Цю реологічну властивість пояснюють тим, що в нерухомому середовищі розміщення частинок характеризується значною хаотичністю, а під час зростаючих сил зсуву відбувається все більша орієнтація і розгортання ланцюгів суспендованих частинок в напрямку течії, внаслідок чого гідралічний опір зменшується. З підвищенням швидкості зсуву також зменшується взаємодія між частинками.

Течія псевдопластичних рідин у діапазоні помірних швидкостей деформації достовірно описується реологічною моделлю Оствальда [1, 3, 4, 5]

$$\tau = k \cdot \gamma^n, \quad (1)$$

де  $k$  – коефіцієнт (показник) консистенції;  $n$  – індекс течії рідини (показник поведінки), який характеризує ступінь відхилення поведінки рідини від ньютонівської ( $0 < n < 1$ ).

Дослідження засвідчили, що в'язкопластичними властивостями характеризуються високов'язкі нафтопродукти (мазут, олива) за доста-

тньо високих температур (переважно вище 30°C). При цьому ступінь відхилення від ньютонівської поведінки зазвичай невисока ( $n = 0,95$ ).

У дисперсних системах залежно від концентрації, а також величин навантаження, може виникнути течія, відмінна від течії суто в'язких рідин. За значень напружень, менших за деяке граничне значення, система веде себе як тверде тіло, при цьому пружно деформується. Якщо напруження, що діє на рідину, перевищує граничне значення, то розпочинається течія. Рідина із зазначеною реологічною поведінкою називають в'язкопластичними.

В'язкопластична рідина, в якій після перевищення граничного напруження зсуву спостерігається пропорційність між швидкістю зсуву та напруженням зсуву, називається лінійною в'язкопластичною рідиною. За практичного застосування цього поняття слово лінійна часто опускають.

В'язкопластична рідина, в якій під час течії спостерігається непропорційність між швидкістю зсуву та напруженням зсуву, називається нелінійною в'язкопластичною рідиною. Фізична поведінка таких рідин пояснюється особливостями їх структури. За досягнення граничного напруження зсуву структура у такій рідині руйнується не одразу, а поступово із зростанням швидкості зсуву.

Нафти з високим вмістом парафіну за умов перекачування представляють собою систему, яка складається, зазвичай, з двох фаз: рідкої і твердої. Роль твердої фази відіграють кристали парафіну, які випали з розчину. Кількість і розміри кристалів парафіну збільшуються з пониженням температури. При достатньо низьких температурах кількість кристалів парафіну стає настільки великою, що вони утворюють структурну просторову ґратку по всьому об'єму, іммобілізуючи рідку фазу рідини. Нафта втрачає рухливість, "застигає", що може призвести до "заморожування" трубопроводу.

Системи, в яких рідка фаза іммобілізована суцільною структурною ґраткою характеризуються транспортабельними властивостями лише після її руйнування. Як правило, мова йде про щільно упаковану дисперсну систему, у якій дисперсна фаза зв'язана в структуру. Наявність границі плинності інтерпретується як кінцева структурна міцність, яка створюється силами взаємодії між поточними частинками (сили Ван-Дер-Ваальса, водневі зв'язки або взаємодія диполь-диполь). У випадку суспензій можна сказати, що тверда фаза формує структуру (наприклад, структура карткового будинку), яка при кінцевому навантаженні не руйнується, а зазнає винятково пластичної деформації.

Рух таких рідин розпочинається тільки в тому випадку, якщо до них прикласти напруження зсуву, більше за певне граничне динамічне напруження зсуву. Причому спочатку відбувається руйнування структури і лише після цього розпочинається рух нафти у трубопроводі. У таких випадках залежність напруження

зсуву від швидкості зсуву являє собою криві, які не виходять з початку координат.

Крива течії лінійної в'язкопластичної рідини (бінгамівського пластика) має вигляд 3 (рисунк 1). Поведінка такої неньютонівської рідини в трубопроводі характеризується реологічною моделлю Шведова-Бінгама [1, 3, 4, 5]

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} \cdot \dot{\gamma}, \quad (2)$$

де  $\tau_0$  – граничне динамічне напруження зсуву;

$\eta_{nl}$  – пластична (бінгамівська) в'язкість рідини.

Відповідно до реологічної моделі Шведова-Бінгама, течія таких рідин розпочинається після прикладання до них напруження зсуву, яке перевищує граничне динамічне напруження зсуву  $\tau_0$ . При цьому з початком течії структура рідини повністю руйнується і рідина рухається як ньютонівська. Для ідеальної в'язкопластичної течії пряма 3 виходить із точки  $\tau_0$  під кутом до осі швидкості зсуву, тангенс якого чисельно дорівнює пластичній в'язкості рідини  $\eta_{nl}$ .

Крива течії нелінійної в'язкопластичної рідини має вигляд 4 (рисунк 1). Поведінка такої неньютонівської рідини в трубопроводі характеризується реологічною моделлю Балклі-Гершеля [1, 3, 4, 5]

$$\tau = \tau_0 + k \cdot \dot{\gamma}^n. \quad (3)$$

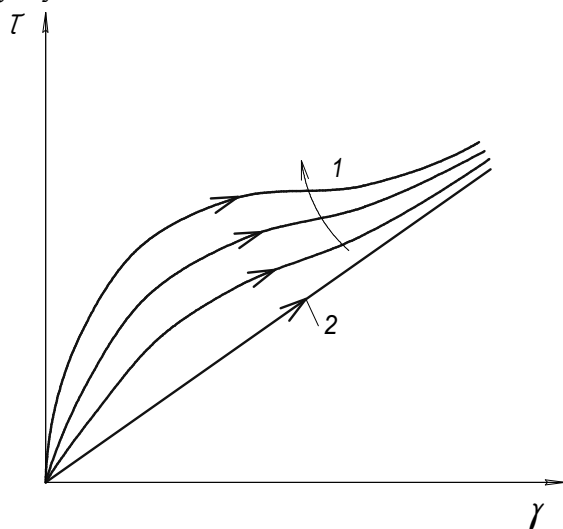
Границя плинності  $\tau_0$  відповідає величині напруження зсуву, за якого починається рух рідини. До досягнення границі плинності речовина поводиться як тверде тіло. Індекс течії  $n$  описує відхилення від лінійної зміни криві течуності після перевищення межі текучості. Коефіцієнт консистенції  $k$  відповідає в'язкості при градієнті зсуву  $1 \text{ c}^{-1}$ . Границя плинності  $\tau_0$  є дійсною фізичною характеристикою речовини. Параметри індекс течії  $n$  і коефіцієнт консистенції  $k$  не є дійсними константами речовини, а параметрами наближеної математичної моделі.

Багато реальних рідин не можуть бути описані жодною з реологічних залежностей (1-3), справедливих для речовин, для яких зв'язок між напруженням і швидкістю зсуву не залежить від часу. Умовна в'язкість більш складних рідин визначається не тільки швидкістю зсуву, але і тривалістю зсуву. В залежності від того, зменшується чи зростає напруження зсуву рідини, що деформується з постійною швидкістю зсуву, такі рідини можна поділити на два класи [1]: тиксотропні та реопектичні. Тиксотропними називаються матеріали, консистенція яких залежить від тривалості зсуву та величини швидкості зсуву.

Якщо тиксотропний матеріал, що перебував у стані спокою, деформувати з постійною швидкістю зсуву, то його структура буде поступово руйнуватися, а реологічні параметри з часом знижуватися. Швидкість руйнування структури при певній швидкості зсуву залежить

від числа зв'язків до початку руйнування структури і тому повинна зменшуватися з плином часу [1]. Одночасно буде також зростати швидкість відновлення структури, тому що число можливих нових зв'язків збільшується. Зрештою, коли швидкості структуроутворення і руйнування структури зрівняються, наступить динамічна рівновага. Стан рівноваги залежить від швидкості зсуву  $\gamma$  і зміщується вбік більш інтенсивної деструкції при зростанні  $\gamma$ .

Тиксотропія є оборотним процесом, і після зникнення збурювань рідини її структура поступово відновлюється. Криві течії тиксотропного матеріалу, визначені безпосередньо після прикладання напруження зсуву та у стані спокою для різних проміжків часу, наведені на рисунку 2.

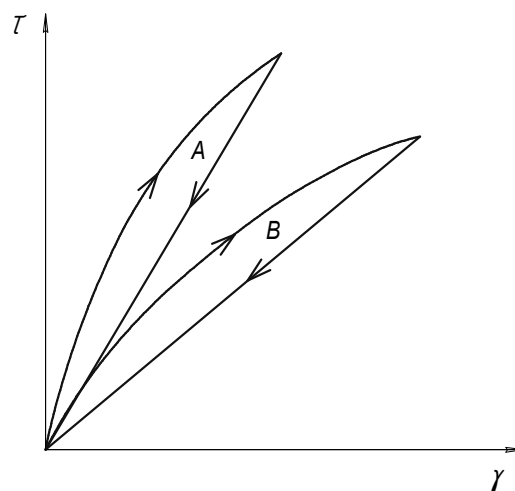


1 – відновлення структури при тривалому стоянні; 2 – безпосередньо після тривалого зсуву

**Рисунок 2 – Криві течій тиксотропних речовин**

Така особливість реологічних властивостей певних рідин призводить до так званої гістерезисної петлі кривої течії, що утворюється за умов спочатку зростання швидкості зсуву, а потім її спадання (рисунку 3). Криві *A* й *B* побудовані для тиксотропних рідин ньютонівського і псевдопластичного типів. Висхідна ділянка кривої течії отримана при впливі поступово наростаючого в часі напруження зсуву. Гістерезис неможливий при подальшому прикладанні зсувного зусилля до досягнення рівноважного стану.

Термін «псевдотіло» часто зустрічається при розгляді тиксотропії. Він був уведений Прайс-Джонсом, щоб розрізнити тиксотропію бінгамівських пластичних рідин. Істинно тиксотропні матеріали повністю руйнують свою структуру під впливом більших напружень зсуву й поведуться подібно чистим рідинам після зняття напружень, поки не відновиться структура. Матеріали типу псевдотіла, з іншого боку, не втрачають повністю властивостей твердого тіла й можуть ще проявляти плинність, навіть коли її ефекти невеликі. Початкова величина границі плинності відновлюється тільки після



**Рисунок 3 – Гістерезисні петлі тиксотропних рідин**

тривалого перебування рідини в спокої. Гістерезисна петля кривої течії буде мати форму, показану на рисунку 3 для обох типів.

Вибір тієї чи іншої реологічної моделі проводиться тільки після глибоких експериментальних досліджень, результати яких дають змогу встановити як закономірності зміни реологічних параметрів нафти, так і вибрати або розробити методику теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу для перекачування високов'язких нафт. Встановлення реологічних властивостей високов'язких і швидкозастигаючих нафт або нафтопродуктів у робочому діапазоні температур є необхідною передумовою безпечної, надійної та ефективного роботи трубопроводів.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Перед дослідниками постійно постає питання вибору оптимального часу термостатування проб перед проведенням вимірювань показників реологічних властивостей нафт. Як уже вище вказувалось, реологічні властивості високов'язкої нафти залежать від часу її статичного знаходження в певних температурних умовах. Враховуючи виражені тиксотропні властивості високов'язких нафт, тривалість термостатування їх проб має важливе і часто вирішальне значення у визначенні реологічних показників. В ідеалі час термостатування повинен відповідати тривалості того процесу, який моделюється (рух нафти магістральним нафтопроводом, зберігання нафти в резервуарі). Однак такі процеси є довготривалими (від кількох діб до кількох десятків діб) і повністю дотриматися аналогічної тривалості експериментів не видається можливим. Деякі автори вважають, що достатнім є витримання проб протягом 20-30 хв, інші доводять, що цей час повинен бути не менше 12 год., оскільки за меншої тривалості кристалічна ґратка нафтових парафінів не встигає відновитися і набути попередньої міцності до моменту її руйнування. Проте ці судження носять швидше рекомендаційний характер і не можуть бути адекватно застосовані для всіх відомих високов'язких нафт.

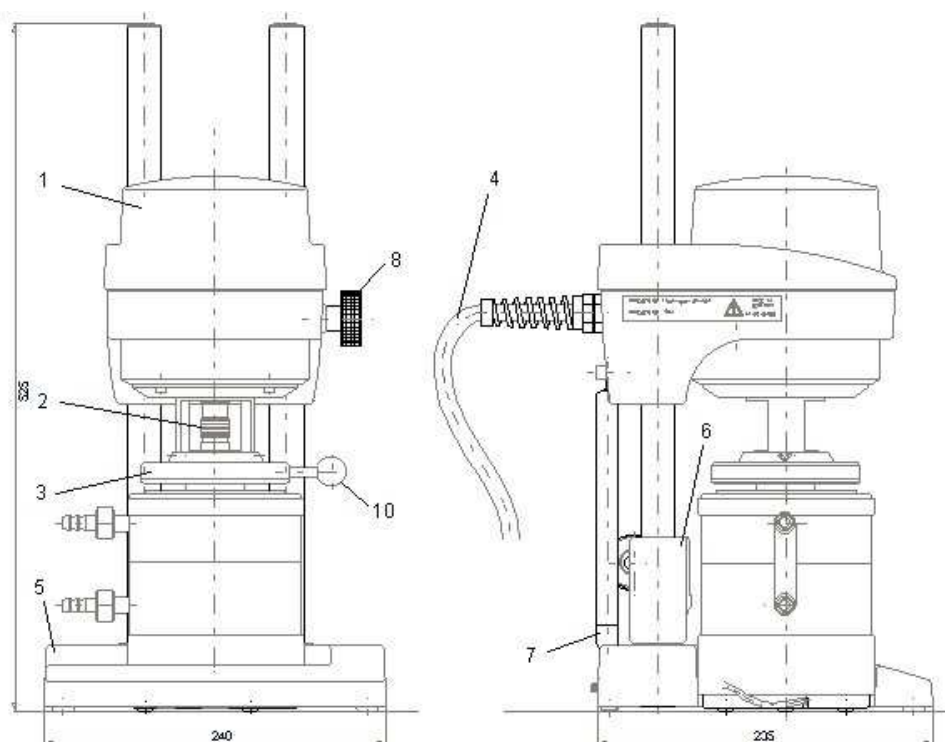


Рисунок 4 – Ротаційний віскозиметр Rheotest® 4.1

#### Постановка задачі

Враховуючи відсутність чітких і обґрунтованих методик проведення експериментальних досліджень реологічних властивостей високов'язких нафт, виникає задача розробки такої методики. Якщо алгоритми виконання підготовчих робіт та вимірювань реологічних показників є достатньо відомими, не викликають ніяких запитань та залежать тільки від вимірювальних приладів, то тривалість витримування експериментальних проб нафт досі не обґрунтована, принаймні для найбільшої за масштабами видобування високов'язкої нафти Долинського родовища. Оскільки цей час може змінюватися в досить широкому діапазоні (від кількох десятків хвилин до кількох десятків годин), виникла необхідність знаходження оптимального часу термостатування досліджуваних проб, при збільшенні якого реологічні властивості нафт змінюються незначною мірою або не змінюються зовсім.

#### Основний матеріал дослідження

З метою максимальної достовірності отриманих результатів експериментальні дослідження проведені на сучасному програмованому вимірювальному комплексі, що складається з ротаційного віскозиметра Rheotest® 4.1 (рисунок 4) виробництва фірми Medingen GmbH (Німеччина) та циркуляційного термостата Julabo F25-ME фірми Julabo (Німеччина).

Віскозиметр складається з вимірювального привода 1 з швидкороз'ємними з'єднаннями 2 для ротора або конуса й з'єднувача вимірювальної трубки 3, сполучного кабелю для підключення блоку керування 4 і штатива 5 з прямою вимірювальною пластини 6. Вимірювальний привід дозволяє проводити вимірювання

при регульованому напруженні зсуву (Cs-controlled Stress) і швидкості зсуву (Cr-controlled Rate). За допомогою швидко-роз'ємного з'єднання 2 для ротора або конуса й з'єднувача вимірювальної трубки 3 можна швидко й легко змінювати вимірювальну систему вимірювального пристрою з циліндром або конус-пластиною.

Точність вимірювальних величин наступна:

- по температурі – 0,01 °С;
- по часу – 0,1 с;
- по напруженню зсуву – 0,0001 Па;
- по в'язкості – 0,0001 Па·с;
- по градієнту швидкості зсуву – 0,0001 1/с;
- по обертах – 0,0001 1/хв.

Для дослідження реологічних властивостей високов'язких нафт доцільно застосовувати вимірювальну систему з циліндром.

Вимірювальна система з циліндром (рисунок 5) складається з вимірювального стакана (стаціонарно встановленого) 1 із затвором 3 і циліндричним ротором 2. Термостатуючі посудини, які відповідають зовнішньому діаметру вимірювального стакана, обладнані вбудованим давачем температури Pt 100.

Вимірювальні системи з циліндром S1, H1, H2 і HS відрізняються між собою робочим діапазоном вимірювань реологічних параметрів високов'язких нафт, значення яких вказані в підрисуночних надписах до рисунка 5.

Керування роботою термостата може здійснюватися в одному з наступних двох режимів:

- автоматичному за допомогою програмного забезпечення Julabo Easy Temp, що дозволяє задавати покроковий алгоритм роботи з персонального комп'ютера;
- ручному за допомогою дисплея, розташованого на кришці термостата.

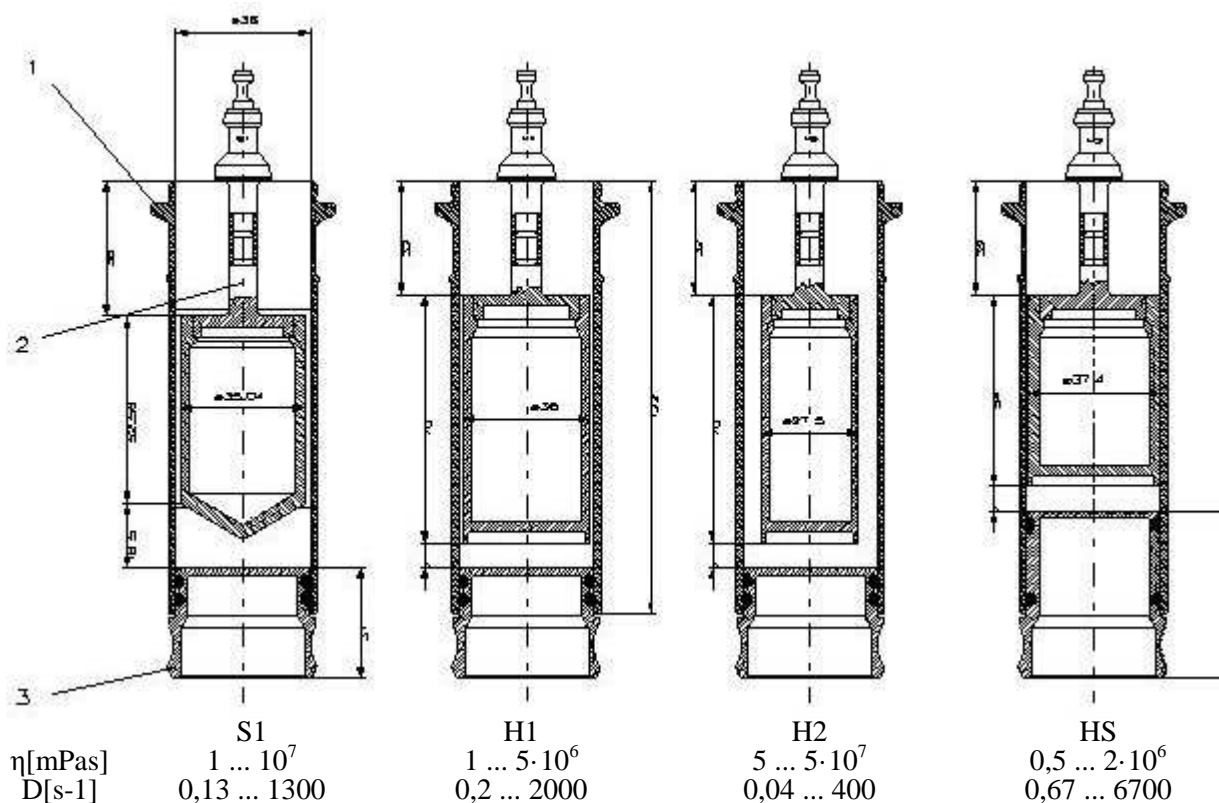


Рисунок 5 – Вимірювальна система з циліндром

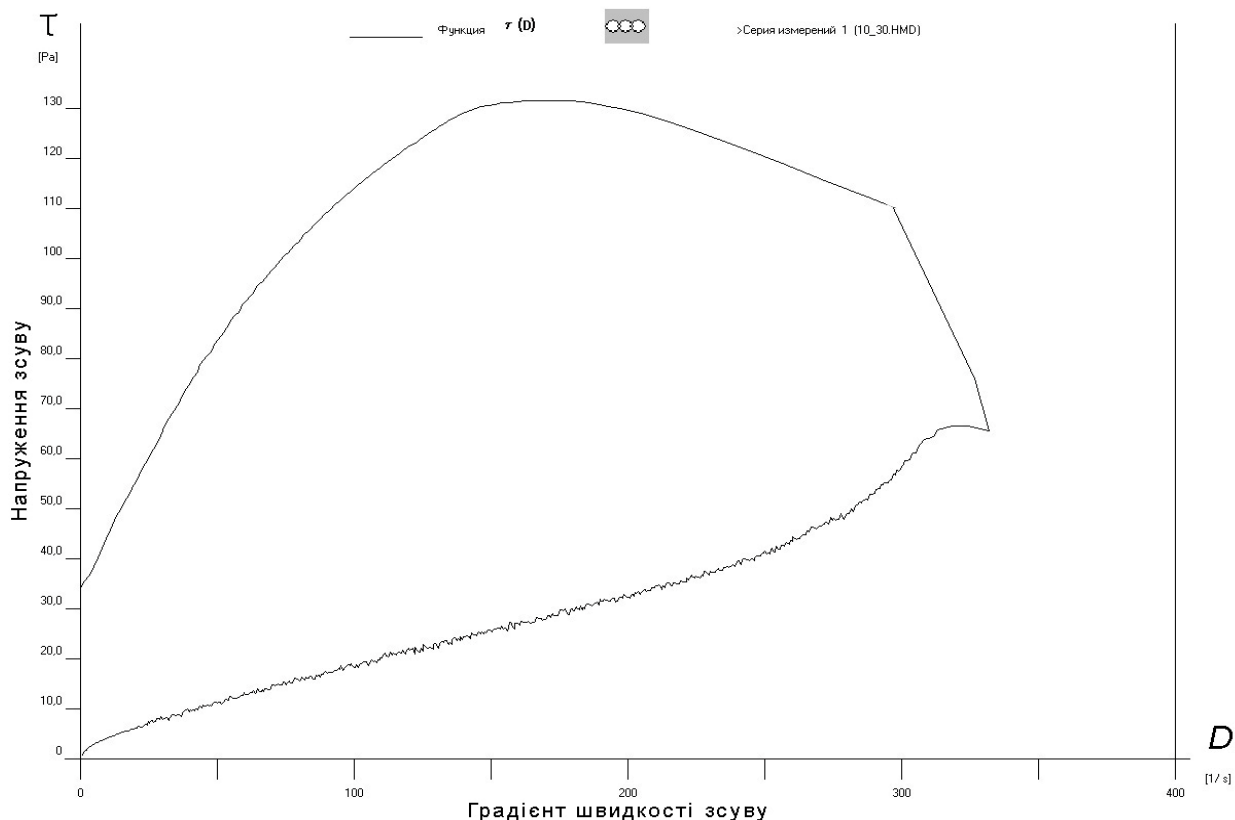
Програмне забезпечення Julabo Easy Temp дозволяє задавати до 100 кроків виконання операцій роботи термостата – температури нагрівання та охолодження циркуляційної рідини, швидкості нагрівання та охолодження, час термостатування, проміжні значення температури та швидкості нагрівання або охолодження циркуляційної рідини.

Виконання експериментальних досліджень проводилось за алгоритмом, прописаним в створеному макросі програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0. Макрос передбачає вимірювання реологічних параметрів в два етапи. На першому етапі (так званому «прямому ході» віскозиметра) при плавному збільшенні швидкості обертання циліндричного ротора від 0 до 700 об/хв, що відповідає діапазону градієнта швидкості зсуву від 0 до 400  $\text{с}^{-1}$  моделюється руйнування структури кристалічної решітки нафтових парафінів. На другому етапі (так званому «зворотному ході» віскозиметра) при плавному зменшенні швидкості обертання циліндричного ротора від 700 до 0 об/хв моделюється відновлення кристалічної решітки парафінів.

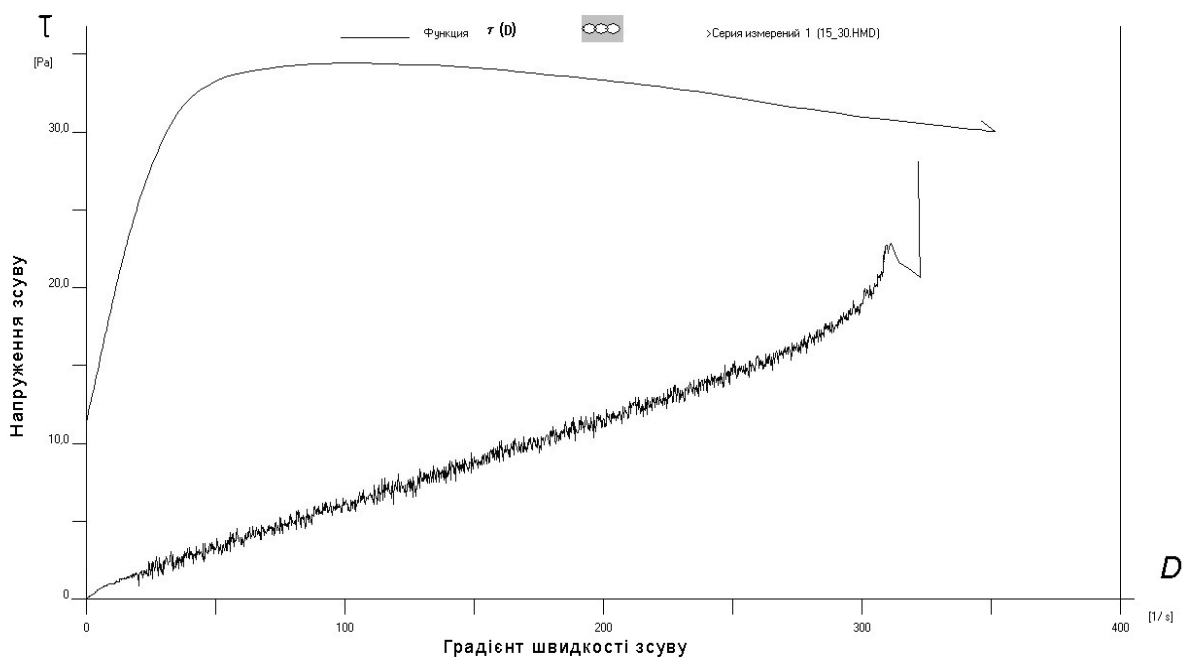
Експерименти проводились в робочому діапазоні температур магістральних нафтопроводів з кроком 5 °C (від 5 °C до 25 °C). В якості досліджуваної рідини використовували високов'язку нафту Долинського родовища з температурою застигання 20,5 °C. Був прийнятий наступний масив тривалості термостатування: 30 хв, 60 хв, 120 хв, 360 хв та 720 хв. Оскільки долинська нафта в діапазоні температур нижче 20 °C проявляє виражені неньютонівські властивості, то для дослідження її реологічних вла-

стивостей доцільно будувати реологічні криві, тобто графічні залежності експериментальних даних напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву та пластичної в'язкості від градієнта швидкості зсуву. Результати попередніх досліджень [ 11, 12 ] дають підстави за прогнозованим діапазоном в'язкості нафти вибрати вимірювальний циліндр типу H1 для температурного діапазону від 15 до 25 °C і H2 – для температурного діапазону від 5 до 10 °C.

Програмне забезпечення Systemsoftware RN 4.0 дозволяє виводити на екран та у файл графічні залежності результатів експериментальних досліджень в будь-якій конфігурації взаємозалежних реологічних параметрів. Для прогнозування поведінки високов'язкої нафти в магістральному нафтопроводі доцільно представляти її реологічні параметри у вигляді графічних залежностей напруження зсуву від градієнта швидкості та пластичної в'язкості від градієнта швидкості (для бінгамівського пластика). Оскільки наперед невідома реологічна модель, що буде описувати властивості досліджуваної нафти, то не зовсім обгрунтованим може бути вибір пластичної в'язкості в якості критерію оцінювання реологічних властивостей проб. Тому в якості оціночного параметра прийнято границю плинності, що відповідає напруженню зсуву в початковий момент руйнування кристалічної решітки парафіну (моменту початку обертання циліндра віскозиметра). До того ж цей параметр є співставимим зі статичним напруженням зсуву для лінійної в'язкопластичної рідини, а тому може бути застосованим для основних типів високов'язких нафт.



**Рисунок 6 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 10°C)**

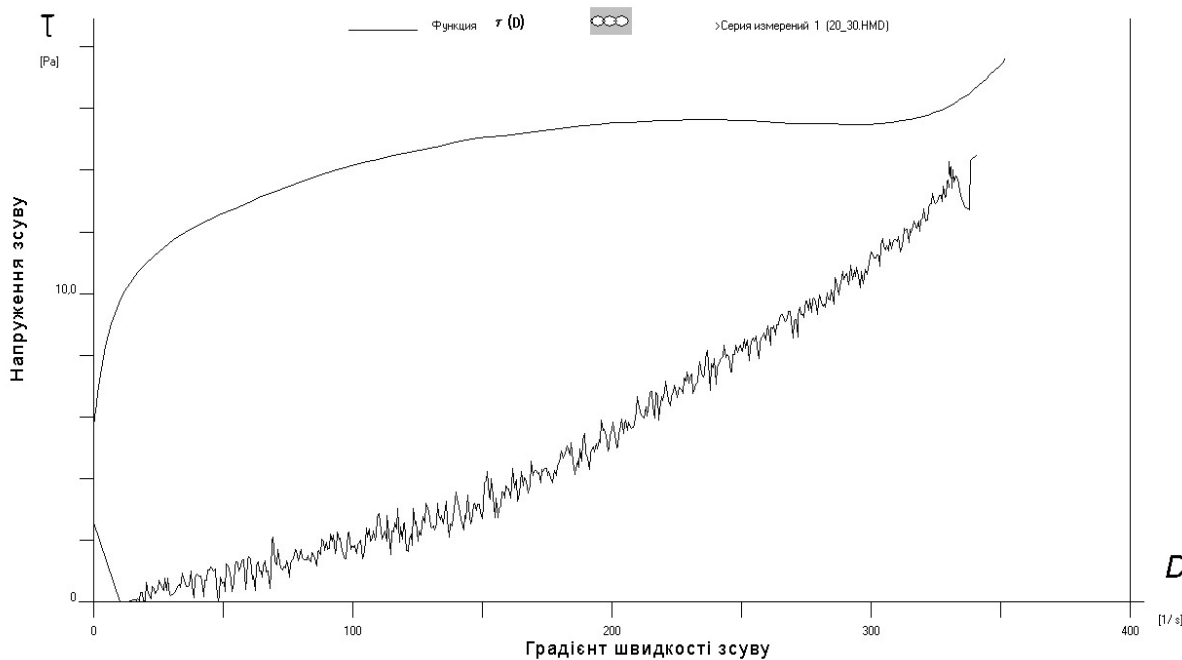


**Рисунок 7 – Графічна залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, отримана з інтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 15°C)**

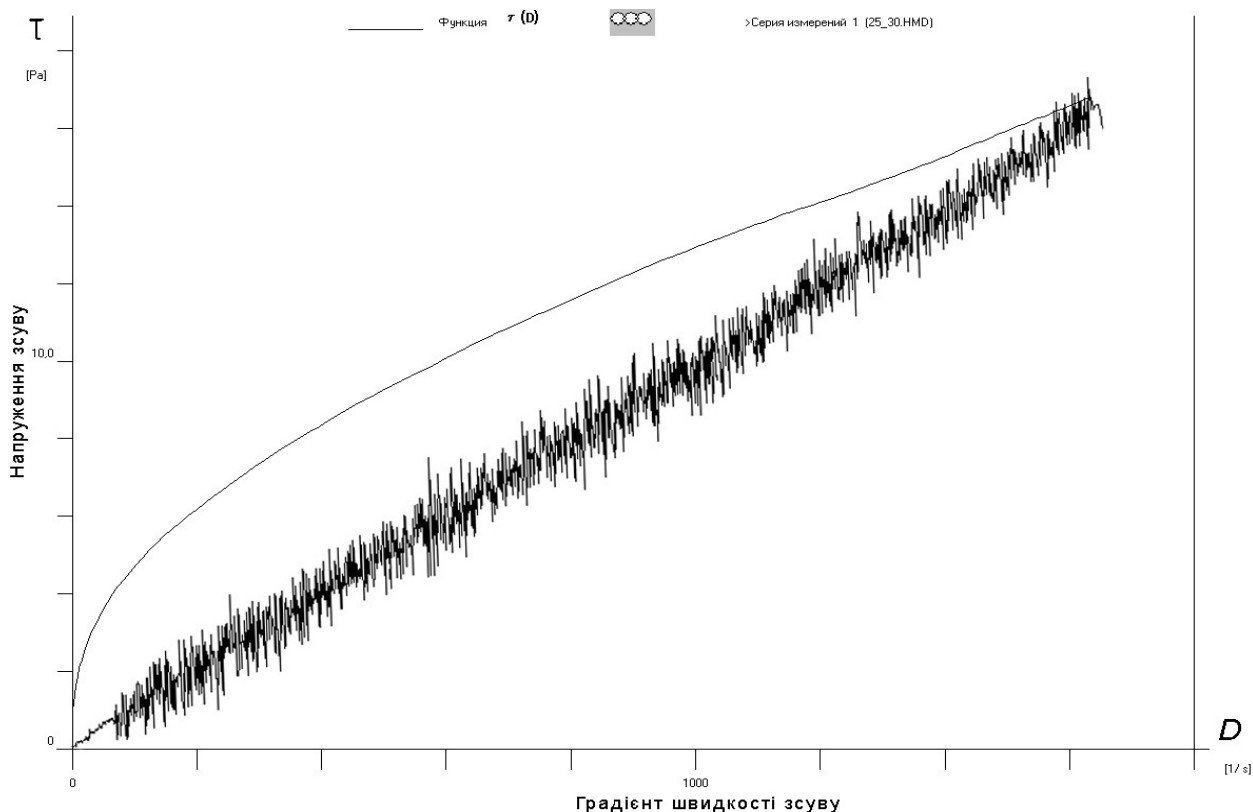
На рисунках 6-9 наведені графічні залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву високов'язкої долинської нафти, отримані за допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 при термостатуванні проби протягом 30 хв за температур 10°C, 15°C, 20°C і 25°C.

Подібні залежності отримані і для іншої тривалості термостатування.

Наявність гістерезисної петлі на графічній залежності реологічних параметрів долинської нафти та початок графіка з певного ненульового значення напруження зсуву свідчить про виражені неньютонівські властивості досліді-



**Рисунок 8 – Графічна залежність напруження зсуву від градiєнта швидкостi, отримана з iнтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 20°C)**

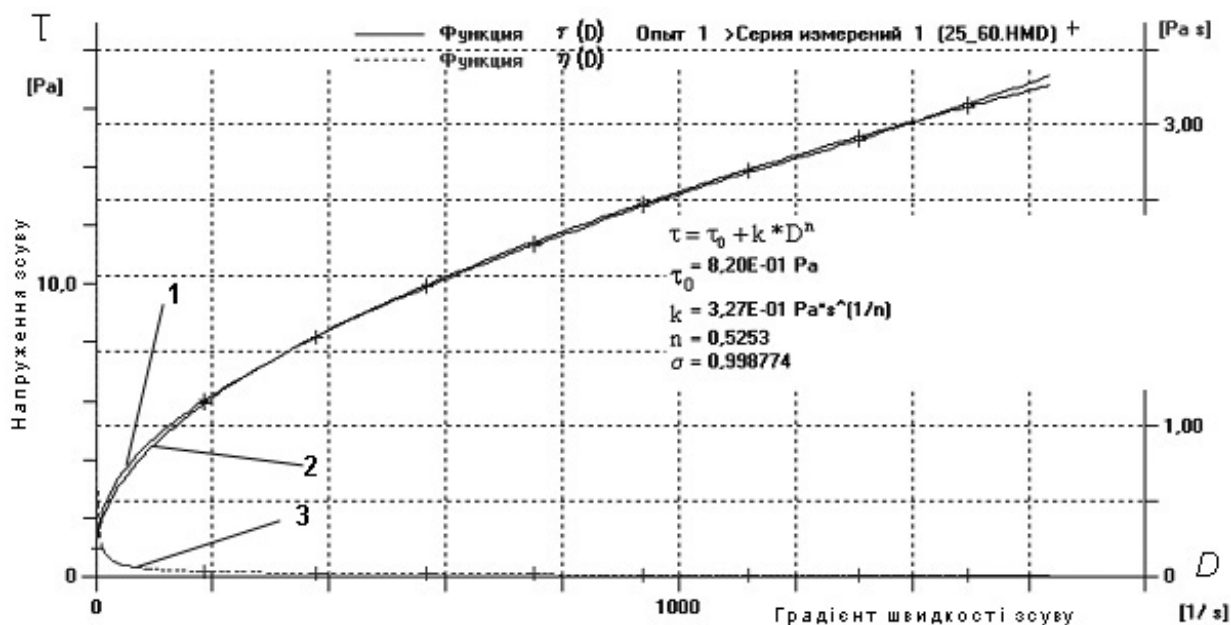


**Рисунок 9 – Графічна залежність напруження зсуву від градiєнта швидкостi, отримана з iнтерфейсу програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 30 хв, температура – 25°C)**

джуваної нафти навіть за температури 25 °С. При чому зі зниженням температури термостатування площа гістерезисної петлі збільшується, що вказує на помітне погіршення реологічних властивостей взятих проб. Тому долинську нафту в досліджуваному температурному діапазоні можна віднести до тиксотропних рідин,

особливості графічних залежностей реологічних властивостей яких описані вище.

Проведений аналіз кривих течії засвідчив, що для всіх температур в досліджуваному діапазоні спостерігається нелінійна залежність напруження зсуву від градiєнта швидкостi, графіки яких не виходять з початку координат.



1 – дослідна крива залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву долинської нафти;  
 2 – крива математичної моделі залежності напруження зсуву від градієнта швидкості зсуву долинської нафти;

3 – залежність динамічної в'язкості долинської нафти від градієнта швидкості зсуву

**Рисунок 10 – Результати математичного моделювання кривої течії долинської нафти за законом Балклі-Гершеля, отримані за допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 (час термостатування – 60 хв, температура – 25°С, «прямий хід» віскозиметра)**

За допомогою програмного забезпечення Systemsoftware RN 4.0 виконано математичне моделювання основних реологічних параметрів в досліджуваному діапазоні температур та тривалості термостатування за основними реологічними моделями високов'язких нафти – Шведова-Бінгама, Балклі-Гершеля, Оствальда. Найбільш достовірно поведінку високов'язкої долинської нафти за вказаних умов дослідження описує модель Балклі-Гершеля для нелінійно-в'язкопластичної рідини. Наприклад, за температури 25 °С і часу термостатування 60 хв ступінь достовірності моделі при «прямому ході» віскозиметра, що характеризується значенням дисперсії  $\sigma$ , досягає 0,999 (рисунок 10).

Аналогічні математичні моделі Балклі-Гершеля отримані для інших температур та тривалостей термостатування. Слід зазначити, що зі зниженням температури термостатування ступінь достовірності моделей знижується, хоча в жодному випадку не є меншою значення 0,78. Такий рівень дисперсії є цілком прийнятним для адекватного опису та оцінювання кривих течій високов'язкої долинської нафти в діапазоні температур від 5 °С до 25 °С.

Встановити вплив тривалості термостатування на реологічні показники високов'язкої нафти можна не візуальним сприйняттям кривих течії за різних умов, а певними фіксованими показниками. В якості критерію оцінювання впливу часу термостатування на реологічні властивості нафти прийнято зміну границі плинності  $\tau_0$  моделі Балклі-Гершеля.

Границя плинності  $\tau_0$  може бути визначена одним із наступних трьох методів:

– з графічної залежності кривої течії як напруження зсуву на початку координат, що відповідає моменту початку обертання ротора віскозиметра;

– з результатів математичного моделювання кривої течії при «прямому ході» віскозиметра;

– з таблиць масиву результатів експериментальних досліджень як значення напруження зсуву в момент перевищення градієнта швидкості зсуву  $1 \text{ c}^{-1}$ .

Аналіз отриманих результатів свідчить, що за низьких температур більш достовірні результати дають показники з графічних залежностей та таблиць. В той же час, математичні моделі мають певну похибку, особливо в зоні малих градієнтів швидкості зсуву. За відносно високих температур є сенс визначати между текучості за таблицями результатів або коефіцієнтами математичної моделі, оскільки на графічних залежностях кривих течії важко вловити дійсне значення границі плинності на початку координат. Враховуючи те, що за будь-яких досліджуваних температур вибір критерію впливу тривалості термостатування повинен здійснюватися тільки одним методом, найбільш вірогідним можна вважати використання таблиць результатів проведених експериментів.

Зведені показники по температурах та тривалості термостатування представлені в таблиці 1.

Очевидно, що найбільш вірогідними є результати, отримані за найтривалішого експерименту, що становить 720 хв, або 12 год. Однак, така тривалість є надто великою для проведення значної серії досліджень. Тому для знаходження оптимального часу термостатування

Таблиця 1 – Зведена характеристика зміни реологічних показників високов'язкої долинської нафти залежно від тривалості термостатування проб

Температура термостатування, °С	Тривалість термостатування, хв	Границя плинності, Па	Відхилення границі плинності від показників найтривалішого експерименту, %
5	30	74,8	22,73
5	60	83,4	13,84
5	120	88,8	8,26
5	360	93,2	3,72
5	720	96,8	0,00
10	30	35,03	22,43
10	60	40,35	10,65
10	120	42,8	5,23
10	360	44,4	1,68
10	720	45,16	0,00
15	30	12,06	26,01
15	60	15,4	5,52
15	120	16,17	0,80
15	360	16,29	0,06
15	720	16,3	0,00
20	30	2,27	24,33
20	60	2,86	4,67
20	120	2,98	0,67
20	360	3	0,00
20	720	3	0,00
25	30	0,72	26,90
25	60	0,97	1,52
25	120	0,983	0,20
25	360	0,985	0,00
25	720	0,985	0,00

проб в якості критерію оцінювання було вибрано відхилення границі плинності нафти певного експерименту від границі плинності за найтривалішого експерименту, тобто 720 хв. Оптимальним часом термостатування можна вважати найменшу тривалість витримування лабораторних проб, за якої відхилення границі плинності від показників найтривалішого експерименту не перевищує 5 % для певної температури досліджень.

Зміну значень відхилення границі плинності долинської нафти від показників найтривалішого експерименту в залежності від тривалості термостатування проб проілюстровано на рисунку 11.

### Висновки

Проаналізувавши графічні залежності та результати експериментальних досліджень (таблиця 2), можна сформулювати наступні висновки:

1) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долинської нафти за температур 5 °С і 10 °С становить 360 хв або 6 год;

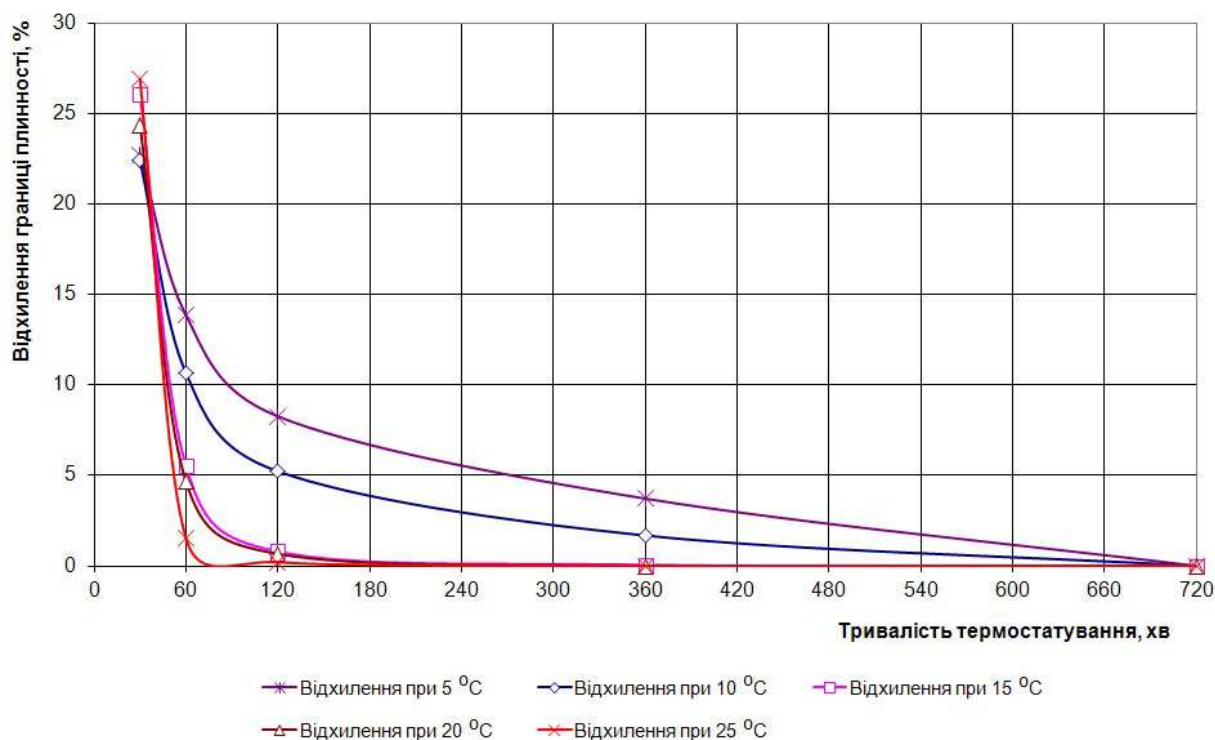
2) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долинської нафти за температури 15 °С становить 120 хв або 2 год;

3) оптимальний час термостатування проб високов'язкої долинської нафти за температур 20 °С і 25 °С становить 60 хв або 1 год.

Систематизація результатів проведених експериментів дає змогу оптимізувати процес виконання досліджень реологічних властивостей високов'язких нафт, обгрунтовано вибрати таку тривалість термостатування проб за певних температур, яка б дозволяла за мінімально допустимих затратах часу отримати адекватні результати показників реологічних параметрів високов'язких нафт.

### Література

- 1 Уилкинсон У. Неньютоновские жидкости / У. Уилкинсон. – М: Мир, 1964. – 216 с.
- 2 Рейнер М. Реология / М. Рейнер; под ред. Григолюка Є.И. – М: Наука, 1965. – 223 с.
- 3 Овчинников П.Ф. Реология тиксотропных систем / П.Ф. Овчинников, Н.Н. Круглицкий, Н.В. Михайлов. – Киев: Наукова думка, 1972. – 120 с.
- 4 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – М.: Наука, 1970. – 904 с.
- 5 Федоров О.Є. Основи реології: [навчальний посібник для вищих навчальних технічних]



**Рисунок 11 – Зміна відхилення границі плинності долиньської нафти від показників найтривалішого експерименту в залежності від тривалості термостатування проб**

закладів] / О.Є. Федоров, М.Є. Сімків. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 89 с.

6 Губин В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

7 Usui Hiromoto. Rheological studies on the pipeline transportation of coal slurries and oil / Hiromoto Usui // Journal of Rheology. – 1993. – 37, 565.

8 Reiner M. Rheology. Handbuch der Physik / M. Reiner. – Berlin-Guttingen-Heidelberg: Springer-Verlag, 1958. – 223 с.

9 Белкин И.М. Ротационные приборы. Измерения вязкости и физико-механических характеристик материалов / И.М.Белкин, Г.В. Виноградов, А.И. Леонов. – М.: Машиностроение, 1968. – 272 с.

10 Скрипников Ю.В. Экспериментальные исследования реологических свойств нефтяных смесей / Ю.В. Скрипников, Р.А. Кальметьева // Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – Уфа: тр. НИИтранснефти. – 1970. – Вып. УП. – С. 122-131.

11 Болонний В.Т. Дослідження реологічних властивостей нафти долиньського родовища / В.Т. Болонний, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С. 34-40.

12 Пилипів Л.Д. Дослідження реологічних властивостей сумішей долиньської нафти і нафти сорту URALS / Л.Д. Пилипів, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2(19). – С. 48-53.

13 Пилипів Л.Д. Експериментальні дослідження реологічних характеристик долиньської нафти з додаванням депресатора / Л.Д. Пилипів, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3(20). – С. 66-72.

14 Возняк М.П. Реологічні властивості нафт Прикарпаття / М.П. Возняк, Л.В. Возняк, М.П. Муж, Л.Т. Гораль // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 38(том 5). – С. 136-143.

15 Prediction the Viscosity of Hydrocarbon. Liquid Phases From Their Composition. Journal of Petroleum Technology. Vol. XXVIII. - 1976. Febr.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
08.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором Івасівим В.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Зайцевим В.В.*

*(Національний університет кораблебудування  
імені адмірала Макарова, м. Миколаїв)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДИНАМІЧНИХ ПОХИБОК ВАЖІЛЬНОГО МЕХАНІЗМУ ВЕРСТАТА-ГОЙДАЛКИ НА ДЕФОРМАЦІЮ І ПЕРЕМІЩЕННЯ ЙОГО ЛАНОК

*В.Я.Попович, В.М.Сенчішак, В.Р.Харун*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727147,  
e-mail: mechmach@iung.edu.ua*

*Розроблено алгоритм, засобами векторної алгебри, кінематичного аналізу просторового шестиланкового важільного механізму привода верстата-гойдалки моделі СК8. Отримано розв'язки системи векторних рівнянь, на підставі яких проведено дослідження впливу динамічних похибок важільного механізму на положення його ланок. Виявлено пружну деформацію шатунів, яка є наслідком присутності надлишкових зв'язків у механізмі. Для усунення пружної деформації ланок запропоновано конструктивні зміни у кінематичній схемі важільного механізму.*

**Ключові слова:** вектор, механізм, верстат-гойдалка, шарнір, структурна схема, ланка, надлишкові зв'язки.

*Разработан алгоритм средствами векторной алгебры, кинематического анализа пространственного шестизвенного рычажного механизма привода станка-качалки модели СК8. Получено решение системы векторных уравнений, на основании которых проведены исследования влияния динамических погрешностей рычажного механизма на положение его звеньев. Обнаружена упругая деформация шатунов, которая является следствием наличия избыточных связей в механизме. Для устранения упругой деформации звеньев предложены конструктивные изменения в кинематической схеме рычажного механизма.*

**Ключевые слова:** вектор, механизм, станок-качалка, шарнир, структурная схема, звено, избыточные связи.

*By means of vector algebra, kinematics analysis of spatial six-part lever mechanism drive of the beam-pumping unit, model SK8, is developed. Solution of vector equations system was obtained, on the basis of which the study of dynamic errors influence of the lever mechanism on position of its parts was carried out. There was detected the elastic deformation of rods, which is a result of excessive links presence in the mechanism. To eliminate the elastic deformation of parts the design changes in the kinematic scheme of the lever mechanism were proposed.*

**Key words:** vector, mechanism, beam-pumping unit, hinge, block diagram, part, excessive links.

Надійна робота верстатів-гойдалок у першу чергу залежить від належного стану вузлів важільного механізму привода глибинного насоса. Практика експлуатації таких установок свідчить, що з'єднання шатунів з кривошипом швидко зношуються. [1]. Під навантаженням ці зазори збільшуються у розмірах і процес завершується, інколи, повним руйнуванням отвору. Цій проблемі присвячено ряд досліджень.

У роботі [2] авторами проведено аналіз структурної недосконалості таких виконавчих важільних механізмів верстатів-гойдалок і запропоновано варіанти раціональних структурних схем механізмів без надлишкових зв'язків. Досліджено вплив зазорів у з'єднаннях кривошипа з вихідним валом редуктора, які виникають в результаті зношування елементів взаємодіючих деталей у процесі роботи на деформацію шатуна механізму. Проведено дослідження достатньої величини моменту затягування гайки вузла, з'єднання шатуна з кривошипом, від величини зовнішнього навантаження [3]. Для забезпечення надійного з'єднання деталей вузла визначено оптимальне зусилля затягування шарнірного з'єднання.

Автори у своїх дослідженнях розглядали просторовий шестиланковий важільний механізм привода верстата-гойдалки дещо спрощено, як плоский чотириланковий. За такої поста-

новки задачі неможливо врахувати реальний перерозподіл сил між ланками просторового механізму від зовнішнього навантаження і вплив локальних зазорів в окремих з'єднаннях, які pojawiaються у процесі зношування, на положення ланок у просторі.

В даній роботі проведено вагомий дослідження впливу динамічних похибок на положення всіх ланок важільного механізму у просторі.

Ланки механізму рухаються із деякими відхиленнями або похибками від теоретично розрахованого руху. Одна із причин виникнення ланок механізму і обумовлена похибками вимірювальних і робочих інструментів, похибками верстатного обладнання, на якому обробляються ланки. Друга причина – деформація ланок механізмів під дією зовнішніх навантажень, зношування деталей, що pojawiaються у процесі роботи машин. Такі похибки називають динамічними похибками механізму [4].

Дослідження проводились для верстата-гойдалки моделі СК8-3,5-4000. На рис. 1 зображено кінематичну схему просторового шестиланкового кривошипно-коромислового механізму привода верстата-гойдалки, який складається зі зведеного кривошипа 1, двох шатунів 2 і 3, траверси 4 і балансира 5. Шатуни з'єднані з

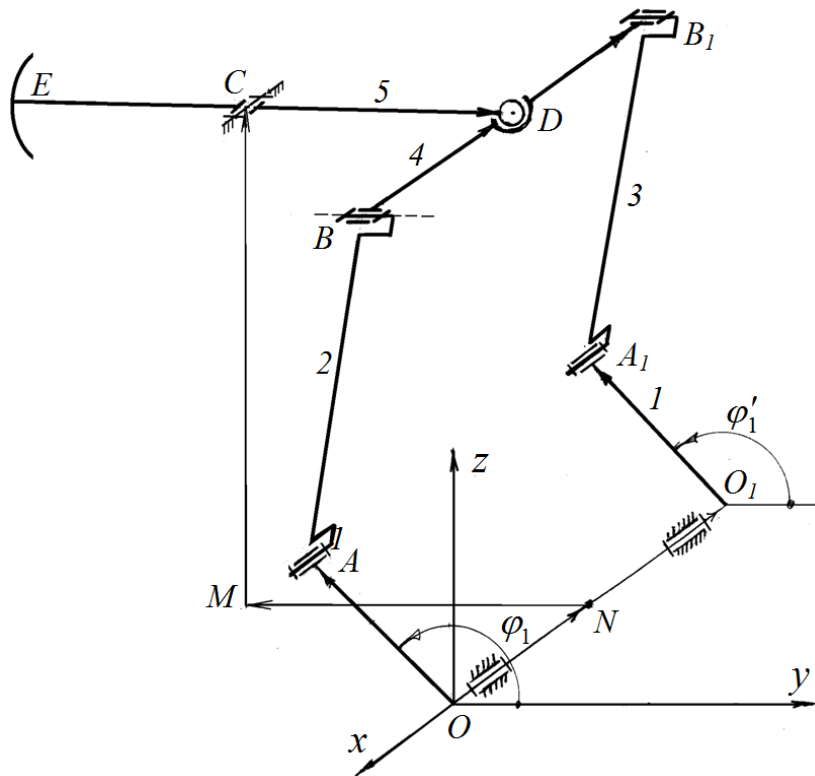


Рисунок 1 – Кінематична схема верстата-гойдалки

кривошипом і траверсою кінематичними обер-тальними парами V класу (шарніри  $A, B, A_1, B_1$ ). Балансир з траверсою з'єднано сферичною парою  $D$  III класу, а з стояком – V класу (шарнір  $C$ ). Досліджуваний механізм є просторовим. Ступінь вільності механізму рівний  $W = 1$ . У таких замкнених кінематичних ланцюгах, на стадії їх проектування, з'являються додаткові зайві зв'язки. Які зв'язки є зайвими вказати важко, але можна їх порахувати [5]:

$$q = W - 6n + 5p_5 + 4p_4 + 3p_3 + 2p_2 + p_1 = 1 - 6 \cdot 5 + 5 \cdot 6 + 3 \cdot 1 = 4, \quad (1)$$

де  $n$  – число рухомих ланок у механізмі;

$p_1, \dots, p_5$  – число кінематичних пар відповідно 1-го, 2-го, 3-го, 4-го та 5-го класів.

Отже, у конструкцію важільного механізму верстата-гойдалки закладено чотири зайві зв'язки. Наявність зайвих зв'язків у механізмі вимагає підвищеної точності виготовлення елементів кінематичних пар для уникнення додаткових навантажень на ланки механізму із-за їх деформації. Ці деформації породжують додаткові зусилля в ланках, збільшуючи сили тертя у кінематичних парах.

Умовою оптимального навантаження окремих ланок виконавчого важільного механізму є паралельне положення між собою шатунів 2, 3 і гілок кривошипа  $OA$  і  $O_1A_1$ . За таких умов обидва шатуни та гілки кривошипа будуть сприймати однакове навантаження. Положення ланок у просторі, у зазначений момент часу, будуть визначати кути  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ , які вони утворюють відповідно з осями просторової системи координат  $x, y, z$ , а положення кривошипа –

кути  $\varphi_1$  і  $\varphi'_1$ . Осі шарнірів  $A$  і  $A_1$ , якими з'єднані шатуни з кривошипом, паралельні до осі  $x$ . Тому шатуни завжди займатимуть перпендикулярне положення до осі абсцис ( $\alpha_2 = \alpha_3 = 90^\circ$ ), за умови, що  $\varphi_1 = \varphi'_1$ .

Для дослідження положень ланок механізму необхідно скласти алгоритм. Розглянемо кінематичну схему просторового механізму верстата-гойдалки (див. рис.1).

У замкнутих кінематичних ланцюгах ланки, з'єднуючись між собою, утворюють замкнуті контури. Встановимо число таких замкнених контурів у досліджуваному механізмі верстата-гойдалки:  $k = p - n = 7 - 5 = 2$ . На схемі механізму це будуть контури  $OABDCMNO$ ,  $NO_1A_1B_1DCMN$ .

Положення ланок важільного механізму будемо визначати користуючись положеннями векторної алгебри [6]. Запишемо рівняння замкнутості контурів  $OABDCMNO$ ,  $NO_1A_1B_1DCMN$ :

$$l_{OA}\bar{e}_{OA} + l_{AB}\bar{e}_{AB} + l_{BD}\bar{e}_{BD} = l_{ON}\bar{e}_{ON} + l_{NM}\bar{e}_{NM} + l_{MC}\bar{e}_{MC} + l_{CD}\bar{e}_{CD}, \quad (2)$$

$$l_{NO_1}\bar{e}_{NO_1} + l_{O_1A_1}\bar{e}_{O_1A_1} + l_{A_1B_1}\bar{e}_{A_1B_1} = l_{NM}\bar{e}_{NM} + l_{MC}\bar{e}_{MC} + l_{CD}\bar{e}_{CD} + l_{DB_1}\bar{e}_{DB_1}, \quad (3)$$

де  $\bar{e}_i$  – орти відповідних векторів  $\bar{l}_i$ .

У прийнятих позначеннях індекс вказує на напрям вектора. Наприклад, вектор  $\bar{l}_{OA}$  напрямлений із точки  $O$  в точку  $A$  і такий же напрямок має його орт  $\bar{e}_{OA}$ .

Рівняння проекцій, у відповідності до записаних рівнянь (2) і (3), отримаємо такими:

$$\begin{aligned}
 & l_{OA}x_{OA} + l_{AB}x_{AB} + l_{BD}x_{BD} = \\
 & = l_{ON}x_{ON} + l_{NM}x_{NM} + l_{MC}x_{MC} + l_{CD}x_{CD}, \\
 & l_{OA}y_{OA} + l_{AB}y_{AB} + l_{BD}y_{BD} = \\
 & = l_{ON}y_{ON} + l_{NM}y_{NM} + l_{MC}y_{MC} + l_{CD}y_{CD}, \\
 & l_{OA}z_{OA} + l_{AB}z_{AB} + l_{BD}z_{BD} = \\
 & = l_{ON}z_{ON} + l_{NM}z_{NM} + l_{MC}z_{MC} + l_{CD}z_{CD}, \\
 & l_{NO_1}x_{NO_1} + l_{O_1A_1}x_{O_1A_1} + l_{A_1B_1}x_{A_1B_1} = \\
 & = l_{NM}x_{NM} + l_{MC}x_{MC} + l_{CD}x_{CD} + l_{DB_1}x_{DB_1}, \\
 & l_{NO_1}y_{NO_1} + l_{O_1A_1}y_{O_1A_1} + l_{A_1B_1}y_{A_1B_1} = \\
 & = l_{NM}y_{NM} + l_{MC}y_{MC} + l_{CD}y_{CD} + l_{DB_1}y_{DB_1}, \\
 & l_{NO_1}z_{NO_1} + l_{O_1A_1}z_{O_1A_1} + l_{A_1B_1}z_{A_1B_1} = \\
 & = l_{NM}z_{NM} + l_{MC}z_{MC} + l_{CD}z_{CD} + l_{DB_1}z_{DB_1}.
 \end{aligned} \tag{4}$$

Тут  $x_i, y_i, z_i$  – напрямні косинуси відповідних векторів до осей  $x, y, z$ . Окремі напрямні косинуси наперед відомі або задаються:

$$\begin{aligned}
 & x_{OA} = 0, \quad y_{OA} = \cos \varphi_1, \quad z_{OA} = \sin \varphi_1, \\
 & x_{O_1A_1} = 0, \quad y_{O_1A_1} = \cos \varphi'_1, \quad z_{O_1A_1} = \sin \varphi'_1, \\
 & x_{ON} = -1, \quad y_{ON} = 0, \quad z_{ON} = 0, \\
 & x_{NM} = 0, \quad y_{NM} = -1, \quad z_{NM} = 0, \\
 & x_{MC} = 0, \quad y_{MC} = 0, \quad z_{MC} = 1, \quad x_{CD} = 0, \\
 & x_{NO_1} = -1, \quad y_{NO_1} = 0, \quad z_{NO_1} = 0, \\
 & x_{DB_1} = x_{BD}, \quad y_{DB_1} = y_{BD}, \quad z_{DB_1} = z_{BD}.
 \end{aligned}$$

З врахуванням цих значень систему (4) перепишемо

$$\begin{aligned}
 & l_{AB}x_{AB} + l_{BD}x_{BD} + l_{ON} = 0, \\
 & l_{AB}y_{AB} + l_{BD}y_{BD} - l_{CD}y_{CD} + l_{NM} + l_{OA} \cos \varphi_1 = 0, \\
 & l_{AB}z_{AB} + l_{BD}z_{BD} - l_{CD}z_{CD} - l_{MC} + l_{OA} \sin \varphi_1 = 0, \\
 & l_{A_1B_1}x_{A_1B_1} - l_{DB_1}x_{BD} - l_{NO_1} = 0, \\
 & l_{A_1B_1}y_{A_1B_1} - l_{DB_1}y_{BD} - l_{CD}y_{CD} + \\
 & + l_{NM} + l_{O_1A_1} \cos \varphi'_1 = 0, \\
 & l_{A_1B_1}z_{A_1B_1} - l_{DB_1}z_{BD} - l_{CD}z_{CD} - l_{MC} + \\
 & + l_{O_1A_1} \sin \varphi'_1 = 0.
 \end{aligned} \tag{5}$$

Система із шести лінійних рівнянь (5) містить одинадцять невідомих параметрів  $x_{AB}, y_{AB}, z_{AB}, x_{A_1B_1}, y_{A_1B_1}, z_{A_1B_1}, x_{BD}, y_{BD}, z_{BD},$

$y_{CD}, z_{CD}$ , які визначають положення векторів у просторі. Для їх знаходження необхідно мати відповідно одинадцять рівнянь.

Орти  $\bar{e}_{AB}, \bar{e}_{A_1B_1}, \bar{e}_{BD}, \bar{e}_{CD}$  перемножимо скалярно самі на себе і отримаємо ще чотири рівняння:

$$x_{AB}^2 + y_{AB}^2 + z_{AB}^2 = 1, \tag{6}$$

$$x_{A_1B_1}^2 + y_{A_1B_1}^2 + z_{A_1B_1}^2 = 1, \tag{7}$$

$$x_{BD}^2 + y_{BD}^2 + z_{BD}^2 = 1, \tag{8}$$

$$x_{CD}^2 + y_{CD}^2 + z_{CD}^2 = 1. \tag{9}$$

Геометричні осі шарнірів  $B$  і  $B_1$  завжди є перпендикулярними до векторів  $\bar{l}_{AB}, \bar{l}_{A_1B_1}, \bar{l}_{BD}$  або відповідно до їх ортів  $\bar{e}_{AB}, \bar{e}_{A_1B_1}, \bar{e}_{BD}$ . Умова перпендикулярності вказаних векторів дає можливість записати ще три рівняння

$$x_{AB}x_{BB} + y_{AB}y_{BB} + z_{AB}z_{BB} = 0, \tag{10}$$

$$x_{A_1B_1}x_{BB} + y_{A_1B_1}y_{BB} + z_{A_1B_1}z_{BB} = 0, \tag{11}$$

$$x_{BD}x_{BB} + y_{BD}y_{BB} + z_{BD}z_{BB} = 0, \tag{12}$$

У рівняннях (10), (11), (12) появились три додаткові невідомі параметри  $x_{BB}, y_{BB}, z_{BB}$ , напрямні косинуси орта  $\bar{e}_{BB}$  осі шарніра  $B$ . Орт  $\bar{e}_{BB}$  скалярно перемножимо сам на себе і запишемо чотирнадцять рівняння

$$x_{BB}^2 + y_{BB}^2 + z_{BB}^2 = 1. \tag{13}$$

Розв'язки системи рівнянь (5)...(13) отримано за допомогою пакета програм MathCad. Спочатку досліджувались положення ланок для випадку, коли гілки кривошипа  $OA$  і  $OA_1$  рухались в одній площині ( $\varphi_1 = \varphi'_1$ ). На рис. 2 наведено графіки руху шатунів 2 і 3. Графіки накладаються один на одного, оскільки шатуни рухаються паралельно в одній площині. Осі шатунів перпендикулярні до осі  $x$  ( $\alpha_2 = \alpha_3 = 90^0$ ). Переміщення балансира зображено графіком зміни кута  $\gamma_5$  (рис.3), який утворює вісь балансира з віссю  $z$ . Траверса 4 під час руху займала паралельне положення до осі  $x$  ( $\alpha_4 = 0^0$ ) і перпендикулярне – до осей  $y, z$  ( $\beta_4 = \gamma_4 = 90^0$ ).

Важкий режим навантаження верстатів-гойдалок приводить до спрацювання шпонкових і шарнірних з'єднань ланок і появи зазорів у цих з'єднаннях.

Розглянемо випадок, коли зношене шпонкове з'єднання у місці кріплення кривошипа до вихідного вала редуктора. Це призводить до непаралельного розміщення гілок кривошипа  $OA$  і  $OA_1$ . Виникає похибка  $\Delta\varphi_1 = \varphi_1 - \varphi'_1$  в їхньому взаємному положенні. Дослідимо, який вплив буде мати така похибка на положення шатунів при роботі верстата-гойдалки. Розрахунки виконаємо для трьох значень похибки  $\Delta\varphi_1 = 1^0, 2^0$  та  $3^0$ .

Дослідження показали, що при появі динамічної похибки у механізмі  $\Delta\varphi_1$  шатуни зазнають пружних деформацій. Так, на рис.4 наведено графіки 1,2,3,4, що вказують на положення шатунів відносно осі  $x$ , протягом одного оберту кривошипа, відповідно до значень похибки  $\Delta\varphi_1 = 0^0, 1^0, 2^0, 3^0$ . При відсутності похибки ( $\Delta\varphi_1 = 0^0$ ) шатуни 2 і 3 рухаються строго у вертикальних площинах (графік 1). Поява похиб-

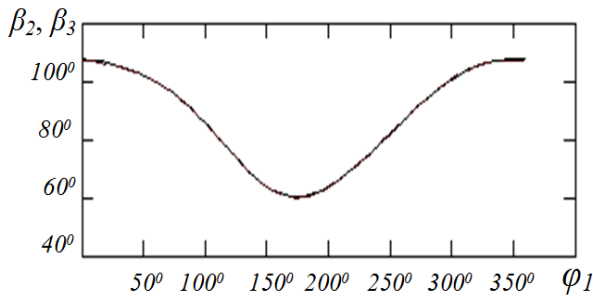


Рисунок 2 – Графіки зміни положення шатунів за період одного оберту кривошипа

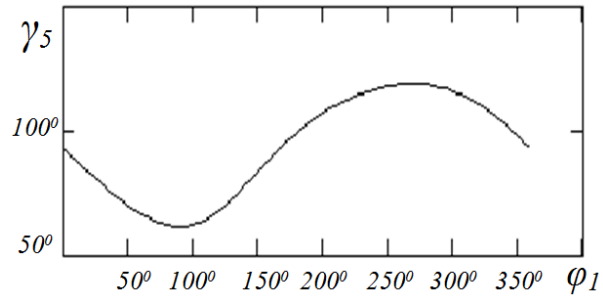


Рисунок 3 – Графік зміни положення балансира за період одного оберту кривошипа

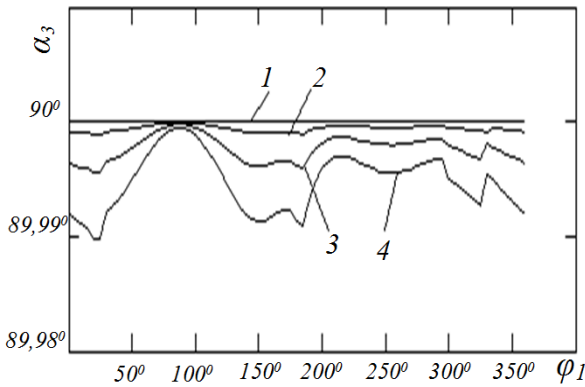


Рисунок 4 – Вплив величини похибки  $\Delta\varphi_1$  на положення шатунів відносно осі  $x$

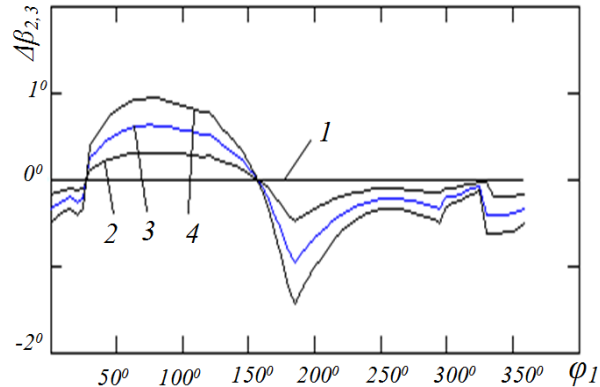


Рисунок 5 – Вплив величини похибки  $\Delta\varphi_1$  на взаємне положення шатунів

ки призводить до відхилення шатунів від вертикалі (графіки 2,3,4). Але осі шарнірів  $A$  і  $A_1$  конструктивно завжди паралельні до осі  $x$  і унеможливають поворот шатунів навколо осі  $y$ . Це означає, що відхилення шатунів, у процесі руху, від вертикальної осі відбувається за рахунок їх пружної деформації.

Положення шатунів 2,3 у площині  $uoz$  відносно осі  $u$  визначають відповідно кути  $\beta_2$  і  $\beta_3$ . Різниця між цими кутами  $\Delta\beta_{2,3} = \beta_2 - \beta_3$  вказує: чи знаходяться вони в одній площині чи ні. На рис.5 наведено результати дослідження впливу похибки  $\Delta\varphi_1$  на взаємне розміщення шатунів під час руху. Графіки 1,2,3,4 відповідають значенням похибки відповідно  $\Delta\varphi_1 = 0^0, 1^0, 2^0, 3^0$ . Очевидно, що в один період часу шатун 3 відстає у переміщенні від шатуна 2 ( $\beta_2 > \beta_3$ ), а в інший період часу - випереджає ( $\beta_2 < \beta_3$ ). Максимальний кут між шатунами досягає  $\Delta\beta_{2,3} = 1,435^0$ . Шатуни кріпляться до траверси циліндричними шарнірами  $B$  і  $B_1$ . Такі шарніри не дають змоги здійснювати обертальний рух шатунів навколо осі траверси. Беручи до уваги те, що жорсткість траверси на кручення значно перевищує жорсткість шатуна на згин, робимо висновок, що шатуни зміщуються у вертикальній площині  $uoz$  один відносно одного за рахунок їх пружної деформації.

Розглянемо положення траверси відносно осі  $x$  у процесі роботи привода. Вище було за-

значено, що при відсутності динамічних похибок траверса рухалась паралельно осі  $x$ . На рис.6 зображено положення траверси відносно осі  $x$  під час роботи привода при появі динамічної похибки  $\Delta\varphi_1$ . Для різних значень похибки побудовано графіки зміни кута  $\alpha_4$  між віссю траверси і віссю  $x$ . Відхилення траверси від осі  $x$  у горизонтальній площині призводить до закручування шатунів навколо своєї осі. Кут закручування шатуна  $\varphi_k$  досягає майже  $2^0$ .

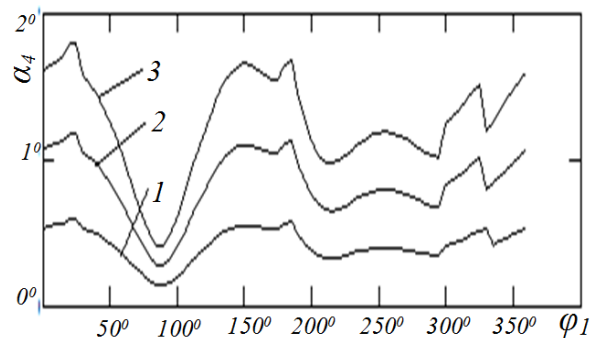
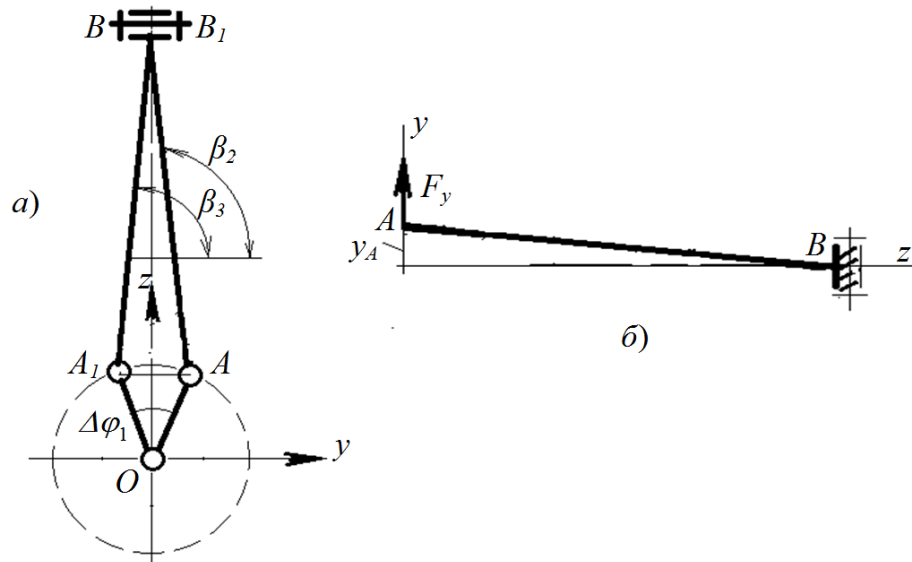


Рисунок 6 – Вплив величини похибки  $\Delta\varphi_1$  на деформацію кручення шатунів

Отже, поява динамічної похибки  $\Delta\varphi_1$  у розміщенні гілок кривошипа призводить до пружної крутильної і поперечної деформації шатунів у двох взаємно перпендикулярних площинах.



а) схема розміщення шатунів у верхньому положенні кривошипа;  
 б) схема для визначення сили пружної деформації  
**Рисунок 7 – До розрахунку поперечної деформації шатуна у площині  $yoz$**

Перевіримо вплив пружних деформацій шатуна на додаткові його навантаження. При закручуванні шатуна на деякий кут  $\varphi_k$  виникає момент кручення:

$$T_k = \frac{GJ_p \varphi_k}{l_{AB}},$$

де  $G$  - модуль пружності матеріалу шатуна при зсуві, МПа;

$J_p$  - полярний момент інерції перерізу шатуна,  $m^4$ ;

$l_{AB}$  - довжина шатуна.

Так, при величині похибки  $\Delta\varphi_1 = 1...3^\circ$  виникає момент  $T_k = 150...2000 \text{ Нм}$  (у розрахунках приймалися такі значення:  $G = 8 \cdot 10^{10} \text{ МПа}$ ,  $J_p = 2,353 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$ ,  $l_{AB} = 3 \text{ м}$ ).

Розглянемо деформацію шатуна у площині  $yoz$  (рис. 5). У верхньому положенні кривошипа кут між шатунами становить  $\Delta\beta_{23} = \beta_2 - \beta_3 = 0,931^\circ$ . Взаємне розміщення шатунів для даного моменту часу показано на рис.7,а. Шарнір  $A$  зміщений у площині відносно шарніра  $B$  на величину  $y_A = 0,5AA_1 = l_{AB} \sin(\Delta\beta_{23}/2) = 24,4 \text{ мм}$ . Таке зміщення призведе до появи сили  $F_y$  (рис.7,б), прикладеної до шарніра  $A$ . Запишемо рівняння пружної деформації шатуна

$$y = y_0 + \theta_0 z + F_y \frac{z^3}{6EJ_x}, \quad (14)$$

де  $y_0 = y_A$  - прогин шатуна на початку системи координат;

$\theta_0$  - кут повороту перерізу шатуна у точці  $A$ ;

$E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ МПа}$  - модуль пружності матеріалу шатуна;

$J_x = 1,176 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$  - осьовий момент інерції поперечного перерізу шатуна.

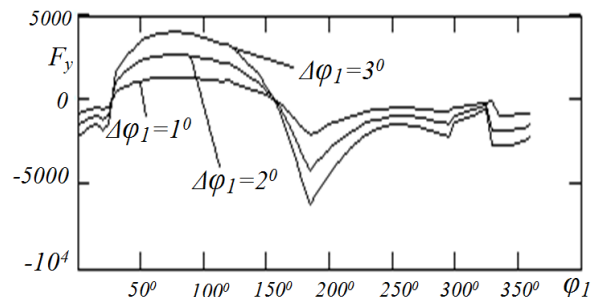
Диференціюємо рівняння (14) і за крайовими умовами ( $\theta = 0$ , якщо  $z = l_{AB}$ ) визначимо  $\theta_0$ :

$$\theta = \theta_0 + F_y \frac{z^2}{2EJ_x}. \text{ Звідси } \theta_0 = -F_y \frac{l_{AB}^2}{2EJ_x}.$$

Значення  $\theta_0$  підставимо у (14) і вираз прирівняємо до нуля, оскільки  $y = 0$ , коли  $z = l_{AB}$ , після чого отримаємо

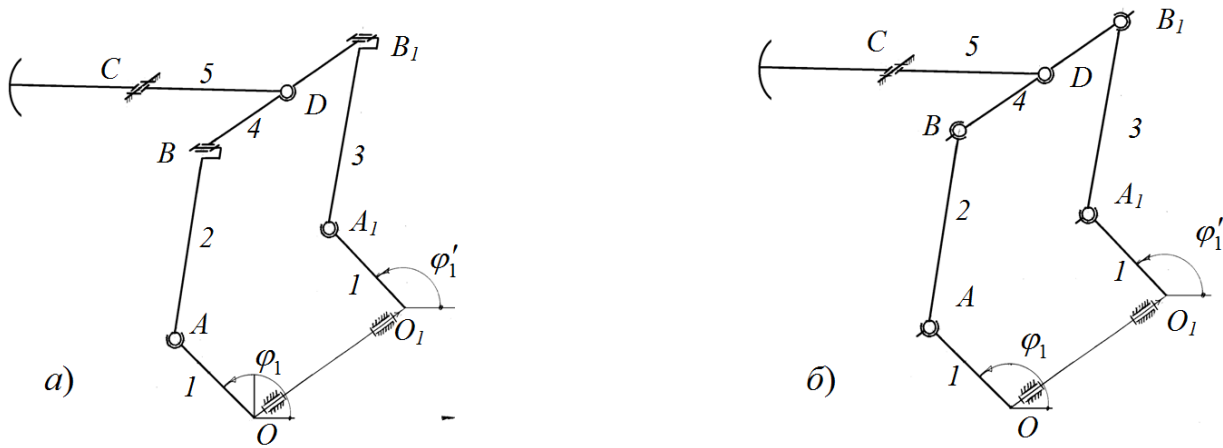
$$F_y = \frac{6EJ_x y_A}{l_{AB}^3}. \quad (15)$$

Розрахунки свідчать, що при появі похибки  $\Delta\varphi_1 = 1...3^\circ$  виникає сила пружної деформації шатуна  $F_y = 5 \text{ кН}$  (рис.8), яка протягом одного оберту кривошипа змінює напрям дії на протилежний.



**Рисунок 8 – Вплив величини похибки  $\Delta\varphi_1$  на величину сили  $F_y$**

Відхилення шатунів від вертикальної площини руху  $yoz$  незначні. Максимальний кут відхилення становить менше  $0,015^\circ$ . Відповідно



а) із сферичними парами III класу в точках  $A$  та  $A_1$ ;  
 б) із сферичними парами з пальцем IV класу в точках  $A, A_1, B$  та  $B_1$

**Рисунок 9 – Структурна схема верстата-гойдалки без зайвих зв’язків**

і сили, викликані пружною деформацією шатунів, достатньо малі, якими можна нехтувати.

Таким чином, при розрахунку вузлів кріплення шатунів до кривошипа, необхідно брати до уваги сили, які виникають від пружних деформацій шатунів у важільному механізмі із зайвими зв’язками верстата-гойдалки.

Зменшити додаткові навантаження на ланки механізму, які спричинені пружними деформаціями шатунів, і запобігти такому виду руйнувань шарнірів шатунів можна усуненням зайвих зв’язків у конструкції важільного механізму верстата-гойдалки.

Усунення зайвих зв’язків здійснюється зміною рухомості окремих кінематичних пар [7]. При цьому, можна знайти декілька варіантів механізму без надлишкових зв’язків.

Так для досліджуваного механізму, дві обертальні пари  $A, A_1$  замінити сферичними III класу (рис.9,а – перший варіант) або чотири обертальні пари  $A, A_1$  і  $B, B_1$  замінити сферичними з пальцем IV класу (рис.9,б – другий варіант). Легко перевірити формулою (1), що у двох варіантах механізму відсутні зайві зв’язки.

Найбільш раціональною, з конструктивної точки зору, є схема, що зображена на рис.9,б. По-перше, як свідчать дослідження, у шарнірах  $A, A_1$  і  $B, B_1$  розміщено зайві зв’язки, які необхідно усунути. Це дозволить шатунам займати положення у просторі відповідно до конструктивних зв’язків схеми механізму не деформуючись. По-друге, конструктивно просто замінити обертальні кінематичні пари на сферичні з пальцем. Для цього достатньо у шарнірах  $A, A_1$  і  $B, B_1$  встановити сферичні підшипники і обмежити обертання шатунів навколо власної осі.

Описаний алгоритм кінематичного аналізу просторового шестиланкового важільного механізму привода верстата-гойдалки дозволяє:

- встановити вплив динамічних похибок важільного механізму на положення його ланок;
- виявити пружну деформацію окремих ланок механізму (шатунів), яка є наслідком присутності зайвих зв’язків у механізмі;

- внести конструктивні зміни у кінематичній схемі важільного механізму, з метою усунення негативних явищ, описаних вище.

### Література

- 1 Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования: учебно-практическое пособие; Том 2. / В.Ф. Бочарников // Инфра-Инженерия. – 2008. – 574 с.
- 2 Крижанівський Є.І. Аналіз структурних схем виконавчих механізмів верстатів-качалок. / Є.І.Крижанівський, Б.Д.Малько, В.Я.Попович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 2. – С. 73-76.
- 3 Попович В.Я. Дослідження причини зносу вузла з’єднання кривошипа та шатуна верстата-гойдалки / В.Я.Попович, В.Р.Харун // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4. – С. 60-66.
- 4 Бруевич Н. Г. Точность механизмов. – Л.: Издат. технико-теоретической литературы, 1946. – 352 с.
- 5 Решетов Л.Н. Самоустанавливающиеся механизмы / Справочник. – М.: Машиностроение, 1979. – 334 с.
- 6 Зиновьев В.Я. Пространственные механизмы с низшими парами // Кинематический анализ и синтез. – М.: Издат. технико-теоретической литературы, 1952. – 431 с.
- 7 Теория механизмов и механика машин / К.В. Фролов, С.А. Попов, А.К. Мусатов и др.; Под ред. К.В. Фролова. – 4-е изд., испр. – М.: Высшая школа., 2003. – 496 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 28.10.14

Рекомендована до друку професором **Крижанівським Є.І.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Тарабаріновим П.В.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

# Наука — виробництву

УДК 550.832

## ВПЛИВ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗОНАСИЧЕННЯ НА ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Є. В. Солодкий

Київський національний університет ім. Тараса Шевченка; 03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90,  
e-mail: eugeniy\_solodkiy@ukr.net

*Проведено інтерпретацію та переінтерпретацію каротажного матеріалу по пластах-колекторах одного віку, літології, глибини залягання і різного, за результатами випробувань, насичення (визначення пористості за результатами акустичного, радіоактивного та електричного каротажу). Виявлено вплив характеру насичення на покази методів пористості. Проаналізовано механізм утворення зони проникнення простого колектору та характер розподілу залишкового газонасичення в ній. Запропоновано методика, яка дозволяє визначати пористість газонасичених колекторів, знаходити коефіцієнти залишкового газонасичення на відстанях, що відповідають радіусам дослідження методів пористості.*

Ключові слова: зона проникнення, акустичний каротаж, нейтронний каротаж.

*Проведено інтерпретацію и переинтерпретацію каротажного матеріала по пластам-колекторам одного возраста, литологии, глубины залегания и различного, по результатам испытаний, насыщения (определение пористости по результатам акустического, радиоактивного и электрического каротажа). Виявлено влияние характера насыщения на показания методов пористости. Проанализирован механизм образования зоны проникновения простого коллектора и характер распределения остаточного газонасыщения в ней. Предложена методика, позволяющая определять пористость газонасыщенных коллекторов, находить коэффициенты остаточного газонасыщения на расстояниях, соответствующих радиусам исследования методов пористости.*

Ключевые слова: зона проникновения, акустический каротаж, нейтронный каротаж.

*Interpretation and reinterpretation of the logging material of the reservoirs of the same age, lithology, occurrence depth and different, according to the test results, saturation were conducted (porosity determination on the basis of acoustic, electric and radioactive loggings). The saturation type influence on the porosity methods readings was found. The mechanism of simple reservoir's invasion zone formation and distribution of the residual gas saturation in it were analyzed. The technique for determination of the gas-saturated reservoirs porosity and calculation of the coefficients of the residual gas saturation at the distances equal to porosity methods range of the study was developed.*

Keywords: invasion zone, acoustic logging, neutron logging.

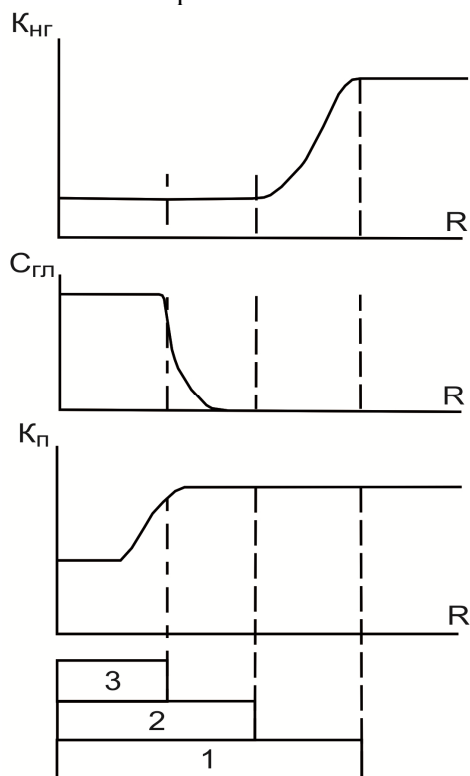
**Вступ. Постановка проблеми.** Дефіцит вуглеводневої сировини в Україні потребує збільшення обсягів видобутку природного газу за рахунок розробляння колекторів, що мають граничні, або на межі граничних значення коефіцієнта пористості ( $K_{п}$ ). При прийнятті рішень щодо доцільності розробки того чи іншого пласта-колектора необхідно оперувати реальними значеннями коефіцієнта пористості та коефіцієнта газонасичення пласта ( $K_{г}$ ). Таку інформацію здебільшого отримують з результатів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Існуючі класичні методики визначення  $K_{п}$  газонасичених порід-колекторів базуються на використанні даних лише одного з методів пористості (акустичний, радіоактив-

ний або електричний) і не враховують реальний вплив газонасичення присвердловинної зони пласта. При такому підході вважається, що вміст залишкового газонасичення ( $K_{гз}$ ) дорівнює нулю і не впливає на покази методів пористості. Неврахування наявності залишкового газонасичення у зоні проникнення фільтрату промивальної рідини у ряді випадків призводить до некоректного визначення  $K_{п}$ .

**Теоретичні відомості.** При розкритті свердловиною проникних гірських порід-колекторів, у них потрапляє спочатку промивальна рідина, а після утворення на стінках свердловини глинистої кірки – фільтрат промивальної рідини. Внаслідок цього відбувається зміна

властивостей і насиченості в об'ємі колекторів безпосередньо поблизу свердловини. Цю частину колекторів із зміненими властивостями прийнято називати зоною проникнення. Механізм утворення зони проникнення в теригенних колекторах з міжзеренним типом пористості виглядає так [1]: в процесі буріння свердловини в зоні проникнення реальних простих газонасичених або нафтонасичених колекторів поблизу стінки свердловини утворюється зона граничного заміщення нафти або газу фільтратом промивної рідини. Далі заміщення нафти або газу фільтратом промивальної рідини змінюється від гранично максимального заміщення до нульового. І далі йде незмінна частина колектору. Безпосередньо поблизу стінки свердловини частина порового простору зони граничного заміщення нафти або газу фільтратом промивальної рідини колюматується твердою фазою промивальної рідини.

В тих випадках, коли мінералізація фільтрату промивальної рідини і пластової води нафтонасичених і газонасичених колекторів є різними, одночасно з вже згаданими процесами відбувається і розбавлення пластової води фільтратом промивальної рідини. На рис. 1 схематично подається розподіл значень емнісних параметрів в зоні проникнення нафтогазонасичених колекторів.



1 – зона проникнення; 2 – зона граничного заміщення або розбавлення пластового флюїда фільтратом промивальної рідини; 3 – зона кальматациї;  $K_n$  – коефіцієнт пористості;  $K_{нг}$  – коефіцієнт нафтогазонасичення;  $C_{гл}$  – коефіцієнт масової глинистості

Рисунок 1 – Схематичне зображення зміни властивостей простих нафтогазонасичених колекторів

Необхідно зауважити, що в природі навіть прості колектори мікронеоднорідні як за потужністю, так і за простяганням, тому зображене на рис.1 уявлення про розподіл властивостей в зоні проникнення нафтогазонасичених простих колекторів є певною мірою ідеалізованим.

У попередніх роботах авторів показано, що вміст  $K_{гг}$  зони проникнення може змінюватися від 20-30% до 40-70%. За даними [2, 3] присутність у порах мікрозащемлень газу по-різному впливає на покази методів акустичного (АК), нейтронного (НК) і електричного (ЕК) каротажів.

Згідно з тривалими спостереженнями та результатами польових досліджень пористість газонасичених порід, розрахована за методом АК, у ряді випадків буде суттєво завищеною. Дійсна величина  $K_n$  перебуває в межах 65% - 90% від розрахованої за методом АК, в залежності від залишкового газонасичення.

Газонасичення породи, як і її глинистість, впливає на покази НК двобічно: викликає зменшення їх водневого індексу і густини. Перший фактор обумовлює зменшення істинної вологості породи на величину  $K_z K_n (1 - \omega_z)$ , де  $\omega_z$  – вміст водню у газі. Врахування впливу залишкового газонасичення на покази НК в зоні дослідження методу можливе, якщо відомий коефіцієнт залишкового газонасичення  $K_{гг}$  або об'ємного газонасичення  $Q_z = K_n K_z$ . Врахування для показів НК газонасичення зводиться до віднімання від величини  $K_m$  уведеної на вплив інших факторів поправки  $Q_z (\omega_z - 1) + d\omega_{пл}$ , де  $d\omega_{пл}$  – поправка на зміну густини.

У випадку глинистих колекторів із залишковою газонасиченістю більш точно пористість визначають при одночасному врахуванні як глинистості, так і газонасичення, шляхом віднімання поправки:

$$K_{гг} \omega_{пл} + Q_z (\omega_z - 1) + d\omega_{пл},$$

де  $K_{гг}$  – коефіцієнт об'ємної глинистості;

$\omega_{пл}$ ,  $\omega_z$  – вміст водню у глинистій складовій і газі відповідно.

**Аналіз попередніх досліджень. Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми.** На даний час існує дуже мало конкретних методик і рекомендацій щодо визначення  $K_{гг}$  в зоні проникнення фільтрату промивальної рідини.

За методикою, наведеною у роботі [4], коефіцієнт пористості ( $K_n$ ) газонасиченого колектора з міжзеренним типом пористості з врахуванням впливу залишкового газонасичення визначається так.

Гамма-гамма метод щільнісний (ГГМ-Щ):

$$\delta_n = K_n (K_z \delta_z + K_{гг} \delta_g) + (1 - K_n) \delta_{ск}, \quad (1)$$

де  $\delta_n$ ,  $\delta_z$ ,  $\delta_g$ ,  $\delta_{ск}$  – щільність породи, води, газу і скелету породи відповідно;

$K_{гг}$  – коефіцієнт залишкового газонасичення.

Таблиця 1 – Порівняння подібності розрахованих значень пористості за даними різних методів ГДС на основі використання t- критерію Ст'юдента

Водонасичені пласти				Газонасичені пласти			
N=66, p=0,9		t <sub>теор</sub>	t <sub>роз</sub>	N=29, p=0,9		t <sub>теор</sub>	t <sub>роз</sub>
K <sub>п.АК</sub>	K <sub>п.НК</sub>	1,669	0,652	K <sub>п.АК</sub>	K <sub>п.НК</sub>	1,699	4,19
K <sub>п.АК</sub>	K <sub>п.ЕК</sub>	1,669	1,113	K <sub>п.АК</sub>	K <sub>п.ЕК</sub>	1,699	27,45
K <sub>п.НМ</sub>	K <sub>п.ЕК</sub>	1,669	0,426	K <sub>п.НМ</sub>	K <sub>п.ЕК</sub>	1,699	24,72

Нейтронний метод (НМ):

$$\omega_{гп} = K_{п}(1 - K_{гз})\omega_{з} + K_{п}K_{гз}\omega_{г} + \Delta\omega_{лит}, \quad (2)$$

де  $\omega_{гп}$ ,  $\omega_{з}$ ,  $\omega_{г}$  – вміст водню у гірській породі, воді і газі відповідно;

$\Delta\omega_{лит}$  – поправка за літологію породи.

Акустичний метод (АМ):

$$\Delta T_{п} = K_{п}(K_{гз}\Delta T_{г} + (1 - K_{гз})\Delta T_{ф}) + (1 - K_{п})\Delta T_{ск} \quad (3)$$

де  $\Delta T$ ,  $\Delta T_{г}$ ,  $\Delta T_{ф}$ ,  $\Delta T_{ск}$  – інтервальний час пробігу пружної хвилі в гірській породі, газі, фільтраті промивної рідини і скелеті породи відповідно.

Якщо в комплексі методів присутній мікробоковий каротаж (БМК), то опір повністю промитої зони  $\rho_{пп}$  в умовах газонасиченого колектора визначається за формулою:

$$\rho_{пп} = P_{п}(1 - K_{гз})^n \rho_{ф}$$

де  $P_{п}$  – параметр поверхневої провідності;

$P_{п}$  – параметр пористості (відносний електричний опір);

$\rho_{ф}$  – опір фільтрату промивальної рідини.

При визначенні  $K_{п}$  газонасиченого колектору для перерахованих вище методів необхідно врахувати вплив залишкового газонасичення в показах кожного із цих методів. Таким чином, в газоносному колекторі за показами лише одного методу пористості неможливо оцінити коефіцієнт пористості. Вирішення цієї задачі можливе при комплексуванні методів пористості попарно. Для вирішення цієї задачі можна використовувати комплекс методів НМ і ГГМ-Щ, НМ і АМ, ГГМ-Щ і АМ, АМ і МБК, НМ і МБК, ГГМ-Щ і МБК. За наявності того або іншого комплексу методів, що використовується для визначення  $K_{п}$ , необхідно оцінити значення тих параметрів, які входять в наведені вище рівняння для кожного з методів, що використовується. Після цього розраховується палетка для розв'язання задачі визначення пористості і залишкового газонасичення. Вхідними даними для палетки є покази двох методів, що використовуються, вихідними – значення коефіцієнтів пористості і залишкового газонасичення.

Описана вище методика дозволяє наблизити знаходити  $K_{гз}$  та пористість газонасиченої породи. Але вона має ряд недоліків:

- методика працює лише за умови незмінності  $K_{гз}$  в інтервалі глибинності дослідження методів пористості, або за умови рівності радіусів дослідження методів. Існуючі практичні і теоретичні дослідження вказують на неоднорі-

дність розподілу залишкового газонасичення в межах зони проникнення та різну глибинність дослідження зондів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу [2].

- в рівнянні (2) і (3) не враховується зв'язана вода глини і глиниста складова, що, безумовно, дуже важливо.

- неможливість використання методів ГГМ-Щ і БМК, що обумовлено реальною відсутністю ГГМ-Щ в комплексі ГДС та некоректністю показів БМК для цілей кількісної інтерпретації ( $\rho_{пп}$  визначається з великою похибкою).

**Формулювання мети роботи.** Отримані авторами результати інтерпретації даних каротажу по свердловинах газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Любешівське, Гуцулівське, Орховицьке, Хідновицьке, Гайське, Богородчанське, Верещицьке, Тейсарівське, Кошарівське) та Євгенівського газоконденсатного родовища свідчать про присутність впливу  $K_{гз}$  на визначення пористості теригенних порід-колекторів [2]. Існують суттєві розбіжності в оцінці різними авторами впливу залишкового газонасичення, на розраховані значення пористості, що обумовлено наявністю значного числа чинників, які досить проблематично врахувати під час інтерпретації даних каротажу. Окрім чинників геологічної природи, слід вказати на технологічні чинники, які істотно впливають на формування зони проникнення і, відповідно, на величину залишкового газу в присвердловинній зоні. Це, в першу чергу, коливання тиску та зрив глинистої кірки в свердловині під час спуско-підіймальних операцій; зупинки циркуляції; водовіддача промивальної рідини; перепад тиску між свердловиною та пластом і т.д. Розроблення методики визначення вмісту залишкового газонасичення з урахуванням його радіальної зміни від стінки свердловини в глиб пласта необхідна для коректного визначення пористості газонасиченого пласта.

**Викладення основного матеріалу.** Для виявлення характеру і ступеня впливу насичення на визначення пористості як об'єкт дослідження було обрано пласти-колектори серпучівського віку, різного згідно з результатами випробування насичення [2]. У зв'язку із значною кількістю геологічних і технологічних чинників, що впливають на покази методів пористості, з метою зменшення впливу текстурно-структурних особливостей гірської породи, до-

сліджувалися лише теригенні колектори з міжзеренним типом пористості, що залягають на глибинах до 3 км. Товщини пластів: від 2 до 11 м. Літологічно колектори представлені кварцовими та кварцово-польовошпатовими пісковиками з глинистим та карбонатно-глинистим цементом. Після проведення детальної обробки та інтерпретації каротажного матеріалу було розраховано  $K_p$  порід з різним характером насичення (водонасичені і газонасичені) за даними методів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу (рис. 1). Отримані середні значення  $K_p$ , розраховані за даними різних методів ГДС для порід різного характеру насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність. У таблиці 1 наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень пористості, за даними різних методів ГДС окремо по двох вибірках порід (водонасичені і газонасичені пласти), шляхом порівняння розрахованих значень ( $t_{роз}$ ) t-критерію з теоретичними ( $t_{теор}$ ).

Аналізуючи розподіли ймовірнісних значень  $K_p$  для порід з різним характером насичення та результати розрахунків значень t-критерію, можна зробити висновок, що за насичення порід водою значення пористості, обчислені за різними методами ГДС, мало відрізняються між собою, для газонасичених порід – різниця дуже суттєва, що обумовлено присутністю залишкового газу в порах колектора. Причому ця різниця тим більша, чим більше значення  $K_{га}$ .

Авторами була запропонована методика сумісного визначення  $K_{га}$  та  $K_p$ , що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних методів каротажу: акустичного і нейтронного. Обидва методи є загальноувживаними, НМ – входить до обов'язкового стандартного комплексу каротажу в Україні; АК – основний метод пористості. Система рівнянь для визначення пористості та залишкового газонасичення має такий вигляд:

$$\begin{cases} K_p^{AK} = K_p + K_{га}^{NM} * K * K_p * \frac{\Delta T_r - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} \\ K_p^{NM} = K_p - K_{га}^{NM} * K_p * \omega_r \end{cases} \quad (4)$$

де  $K_p$  - реальна пористість породи;  
 $K_p^{AK}$ ,  $K_p^{NM}$  - пористість обчислена за результатами акустичного (з введенням поправки за глинистість) і нейтронного (з введенням поправок за глинистість, зв'язану воду глини, літологію) каротажу відповідно:

$$K_p^{AK} = \frac{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} - K_{пл} * \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_B - \Delta T_{ск}} \quad (5)$$

де  $\Delta T_B$ ,  $\Delta T_{пл}$  - інтервальний час пробігу пружної хвилі у воді і глинистій компоненті;

$$K_p^{NM} = \omega_{пл} - K_{пл} * \omega_{пл} + \Delta \omega_{літ} \quad (6)$$

де  $\omega_{пл}$  - вміст водню у глинистій складовій;

$K$  - коефіцієнт, який дорівнює:

$$K = \frac{K_{га}^{AK}}{K_{га}^{NM}} = \frac{R_{AK}}{R_{NM}} \quad (7)$$

де  $K_{га}^{AK}$ ,  $K_{га}^{NM}$  - коефіцієнт залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно;

$R_{AK}$ ,  $R_{NM}$  - радіус дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно.

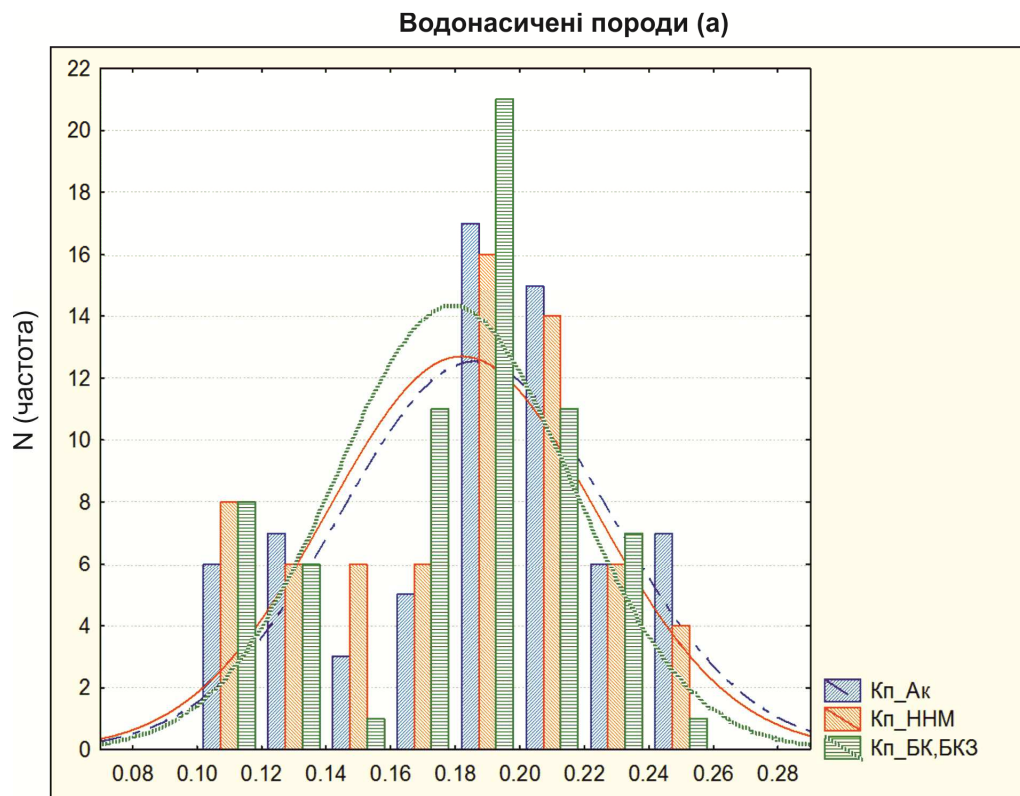
Глибина дослідження акустичним зондом визначається його базою, частотою сигналу і швидкістю розповсюдження пружних хвиль в породі. Із збільшенням бази зонда і швидкості розповсюдження пружних коливань в г.п., радіус дослідження збільшується. Зі збільшенням частоти пружних коливань глибина дослідження зменшується. Стандартні дослідження акустичним методом виконують серійною апаратурою СПАК в необсадженої свердловині трьохелементним зондом (два випромінювача:  $B_1$  і  $B_2$  і один приймач:  $P_1$ ). Дослідження проводяться за частоти пружних імпульсів 25-30 кГц, глибина дослідження складає 0,2 – 0,5 м і збільшується з підвищенням густини досліджуваних порід. Практично, радіус дослідження кінематичних характеристик при базі 0,5 м і частоті 25 кГц в середньому складає 25-30 см. В середовищах, що мають додатній градієнт хвильового опору по радіусу від стінки свердловини, глибинність методу буде збільшуватися як зі зниженням частоти акустичного поля, так і зі збільшенням розносу глибинного приладу.

Глибинність нейтронних методів залежить від вмісту водню ( $\omega$ ) в середовищі, і тим менша, чим вище  $\omega$ . Залежно від  $\omega$  радіус дослідження НГМ змінюється від 20 см для високопористих порід до 60 см для щільних порід. Глибинність дослідження ННК дещо менша. За даними Р.А. Резванова, радіус зони дослідження за воднем при Ро-Ве джерелі залежно від  $\omega$  змінюється в межах 15-40 см для ННМ-НТ, 15-60 см – ННМ-Т, 20-70 см – НГМ, причому перші цифри приймають для середовищ з високим вмістом водню.

## Висновки

Аналізуючи наведену вище інформацію, можна зробити висновок, що глибинність дослідження АК і НМ у газонасиченому колекторі із міжзеренним типом пористості за умови використання стандартної апаратури із незмінною геометрією і частотними характеристиками буде, в основному, контролюватися: у методі АК – швидкістю розповсюдження пружних хвиль у середовищі; у НМ – вмістом водню у середовищі, що досліджується. Обидва фізичні параметри пропорційні  $K_p$ . Таким чином, в обох випадках глибинність дослідження методів буде обернено пропорційною пористості колектора.

Наведена вище методика, ґрунтується на припущенні, що зміна коефіцієнта залишкового газонасичення колектора в зоні проникнення пропорційна відстані від стінки свердловини вглиб пласта. Автори вважають, що, не зважаю-



*а – водонасичені породи; б – газонасичені породи;  $Kp_{Ak}$  – пористість обрахована за даними акустичного каротажу;  $Kp_{HM}$  – пористість обрахована за даними нейтронного каротажу,  $Kp_{BK, BK3}$  – пористість обрахована за даними бокового каротажу, бокового каротажного зондування*

**Рисунок 2 – Розподіл ймовірностей значень  $Kp$  для порід з різним характером**

чи на змінну глибинність методів АК і НМ, відношення  $R_{AK}/R_{HM}$  залишається постійним, а отже і  $K_{ГЗ}^{AK}/K_{ГЗ}^{HM}$  — константа. Таким чином,

введення коефіцієнта  $K$  в систему рівнянь (4) дозволяє розв'язувати задачу знаходження  $K_{ГЗ}$  газонасиченої породи,  $K_{ГЗ}^{AK}$  та  $K_{ГЗ}^{HM}$  пласта на відстані  $R_{AK}$  та  $R_{HM}$  від стінки свердловини.

Запропонований авторами підхід дасть змогу визначати пористість газонасиченої породи з урахування радіальної мінливості  $K_{ГЗ}$ . Для уточнення запропонованого способу необхідно провести подальші дослідження з апробацією отриманих результатів.

### Література

- 1 Федин Л.М. Инновационные технологии изучения коллекторов нефти и газа / Л.М. Федин, К.Л.Федин. — Симферополь: Доля, 2010. — 236 с.
- 2 Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. — 2013. — № 1(60). — С. 20-24.
- 3 Darwin V. Ellis, Julian M. Singer (2008). Well Logging for earth Scientists. Springer, Dordrecht, The Netherlands.
- 4 Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов / М.Г.Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова. — М.: ООО “Недра-Бизнес-центр”, 2007. — 327 с.: ил.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
05.11.14*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. геол. наук Кашубою Г.О.  
(ТзОВ «Надра інтегровані рішення», м. Київ)*

## ВИКОРИСТАННЯ МНОЖИННОЇ ЛІНІЙНОЇ РЕГРЕСІЇ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>Я.С.Білецький, <sup>1</sup>К.О.Бурак, <sup>2</sup>О.К.Бурак

<sup>1</sup> ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03432)572380,  
e-mail: b i l e t s k y . u a @ y a n d e x . u a

<sup>2</sup>ТОВ “Новоуренгойська Бутова Компанія”;  
629300, м. Ново-Уренгой, вул. Промислова, Східна промзона, д. 27, тел. (3494) 928560,  
e-mail: o f f i c e @ n u b k . r u

*Розглядаються питання прогнозування теплового режиму свердловини для підрахунку параметрів буріння. Проведено аналіз досліджень, публікацій і виявлено, що рекомендації щодо методики виконання в літературі немає. Пропонується виконувати таке прогнозування з використанням багатofакторного регресійного аналізу, використовуючи результати вимірів температури, які виконують під час геофізичних досліджень свердловини відразу після закінчення буріння. Наведено приклад використання методики, що пропонується. На основі математично-статистичного аналізу одержаних результатів підтверджено, що температурний режим залежить не тільки від глибини планового положення, але і від часу експлуатації родовища.*

Ключові слова: родовище, свердловина, геотермічна ступінь, множинна лінійна регресія, прогнозування.

*Рассматриваются вопросы прогнозирования теплового режима скважины для подсчета параметров бурения. Проведен анализ исследований, публикаций и отмечено, что рекомендаций методики выполнения в литературе нет. Предлагается выполнять такой прогноз с использованием многофакторного регрессионного анализа, используя результаты измерений температуры, которые выполняются во время геофизических исследований скважины сразу после окончания бурения. Приведен пример использования предлагаемой методики. На основе математического статистического анализа полученных результатов подтверждено, что температурный режим зависит не только от глубины, планового положения, но и от времени эксплуатации месторождения.*

Ключевые слова: месторождение, скважина, геотермическая степень, множественная линейная регрессия, прогнозирование.

*The issue of well thermal regime prediction in order to calculate drilling parameters is considered. The analysis of studies and publications was conducted and it was found out that in the literature there are no recommendations concerning methodology for its conducting such a prediction. It is suggested to perform this prediction with the help of the multi-factor regression analysis using the results of the temperature measurements, which are performed during geo-physical well logging as soon as drilling has been completed. An example of the suggested methodology utilization is provided. Based on the mathematical and statistical analysis of the obtained results it was proven that the temperature regime depends not only on the depth of the horizontal position, but also on the time of the field operation.*

Keywords: field, well, geothermal step, multiple linear regression, prediction.

### Вступ

У процесі буріння свердловини, внаслідок тепломасопереносу буровим розчином, температура на стінках свердловини зазнає стрибкоподібних змін (знижується), що призводить до термічних напружень. Ці напруження слід враховувати під час буріння, оскільки вони полегшують руйнування гірських порід долотом, особливо там, де є високий геотермічний градієнт.

В той же час, саме температура визначає вибір типу розчину чи в'язучого матеріалу, метод їх хімічного оброблення, так як фізико-механічні і, особливо, реологічні властивості бурових і тампонажних цементних розчинів більшою мірою залежать від температури, ніж від тиску [6]. Температура змінює гідравлічні втрати, час прокачування тампонажних розчинів, цементацийну стійкість циркулюючих розчинів тощо.

Для визначення температури бурового розчину після достатньо довгого періоду циркуляції  $t_{i, \text{свердл}}$  пропонується [5] використовувати формулу:

$$t_{i, \text{свердл}} = \frac{t_{i, \text{стат}}}{\sqrt[3]{Q} (0,58 + 10^{-4} G_i)} \quad (1)$$

де  $t_{i, \text{стат}}$  – статична температура в забої через 6-8 год. після того, як циркуляцію припинили;

$Q$  – розхід бурового розчину в л/с;

$G_i$  – глибина вибою.

Перші дослідження теплового режиму свердловин в різних районах були проведені Д. В. Голубятніковим, М. В. Абрамовичем, В. Н. Дахновим та іншими. За матеріалами цих досліджень було рекомендовано для більшості регіонів приймати геотермічну ступінь (ГТС) рівною 33 м/°С. На основі подальших досліджень [1] рекомендовано для визначення зміни

Таблиця 1 – Характеристики планово-висотного положення свердловин

Параметри	№ свердловини, дата каротажу						
	337 09/2006	344 01/2008	546 03/2003	512 09/2004	506 06/2007	501 05/2004	352 06/2007
Висота гирла, м	137,4	141,0	144,6	137	142	138,2	137,9
Висота вибою, м	-3532	-3679	-3495	-3483	-3477	-3411	-3772
$x$ гирла, М	6434	6104	8939	6391	5641	5984	6454
$y$ гирла, М	8735	9491	9292	8478	10533	9457	8796

температури з глибиною використовувати формулу

$$t_T = 23,5 + 0,0179G \quad (2)$$

Зазначимо, що  $t_T$  відображає температуру пласта на глибині  $G$  в свердловині, буріння якої закінчили вже декілька місяців тому. Існують і інші гіпотези про розподіл  $t_T$  які також ґрунтуються на експериментальних даних [7]. У роботі [2] детально розглянуто теплові процеси в затрубному просторі свердловини, яка буриться, на основі поглибленого аналізу стану питання, зроблено висновок, що для кожного конкретного родовища слід уточнювати навіть величини геотермічного градієнта (ГТГ). Тим більше це відноситься до визначення  $t_{i, \text{стат}}$ . Разом з тим рекомендацій для такого уточнення (прогнозування) ні в нормативній, ні в технічній літературі немає.

Якщо вважати просторове положення свердловини інтегруючим фактором, який відображає вплив на температурне поле всередині і навколо свердловини всіх екзогенних і техногенних факторів, то для такого прогнозування виникає проблема представлення теплового поля родовища в вигляді аналітичної залежності

$$t_{i, \text{стат}} = f(x, y, H, T), \quad (3)$$

де  $T$  – час експлуатації родовища починаючи від часу забурювання першої свердловини;

$x, y$  – планові координати свердловини;

$H$  – абсолютна висота точки (над рівнем моря).

Використання в залежності (3) замість параметру глибина параметру абсолютна висота пояснюється фізичною природою ГТГ. Врахування часу в математичній моделі відображає факт підвищення температури нафтового родовища в процесі експлуатації.

### Постановка задачі дослідження

Мета роботи полягає в розробці методу одержання та оцінки точності параметрів функції (3) за даними замірів температури в свердловинах відразу після закінчення процесу буріння.

### Виклад основного матеріалу

Дослідження виконано з використанням матеріалів замірів температурного поля в п'яти свердловинах родовища, планово-висотні координати яких наведено в таблиці 1.

Графіки зміни температури з абсолютною висотою (над рівнем моря) для всіх семи свердловин зображено на рис. 1. Графіки зміни температури в свердловинах 506 і 337 наведено для ілюстрації факту підвищення температури родовища в процесі експлуатації і одержані за результатами вимірів в свердловинах, температурний режим яких вважається тривалим. На цьому ж рисунку зображено і графік зміни температури з глибиною, розрахований за формулою (1).

Аналіз графіків свідчить, що, для прикладу, значення температури в свердловині №337 значно різняться від результатів вимірів температури на близько розмішених (віддалі менше 100 м) свердловинах № 512 і № 352. Для наочності на рис. 2 подано графіки температури в трьох, близько розмішених свердловинах.

Свердловини 337 і 352 є найбільш близькими в просторовому розташуванні, їх температури в гирлі і вибої майже співпадають. Разом з тим, на однакових висотах їх температури значно різняться (для прикладу, на висоті мінус 1500м різняться майже на 20°C). Це є доброю ілюстрацією відмінності  $t_T$  і  $t_{i, \text{стат}}$ , загального підвищення температури родовища в процесі експлуатації і необхідності уточнення прогнозування.

Геологічні умови частини родовища, на якій розмішені досліджувані свердловини такі, що літолого-стратиграфічне диференціювання порід і пов'язані з цим природні фактори (магматичні вогнища, радіоактивний розпад, окислення сульфідних руд, розчинення солей, виділення в свердловину газу), які можливі на даній площі, явно не могли спричинити таку різницю температур в сусідніх свердловинах на одних і тих же висотах. Причиною може бути тільки вплив штучних теплових полів (бурового розчину, затвердіваючого цементного каменю, води нагнітання, спеціальних свердловинних нагрівачів тощо). Для даного випадку єдиним фактором, впливом якого можна пояснити значну відмінність температур, (зменшення температури в свердловинах 512, 501, 546 і 352), на нашу думку, є вплив бурового розчину. Найбільш близькими за значеннями температури є свердловини 546 і 501, в той же час вони є найбільш віддаленими одна від одної, що також додатково свідчить про однорідність геологічних умов досліджуваної ділянки родовища.

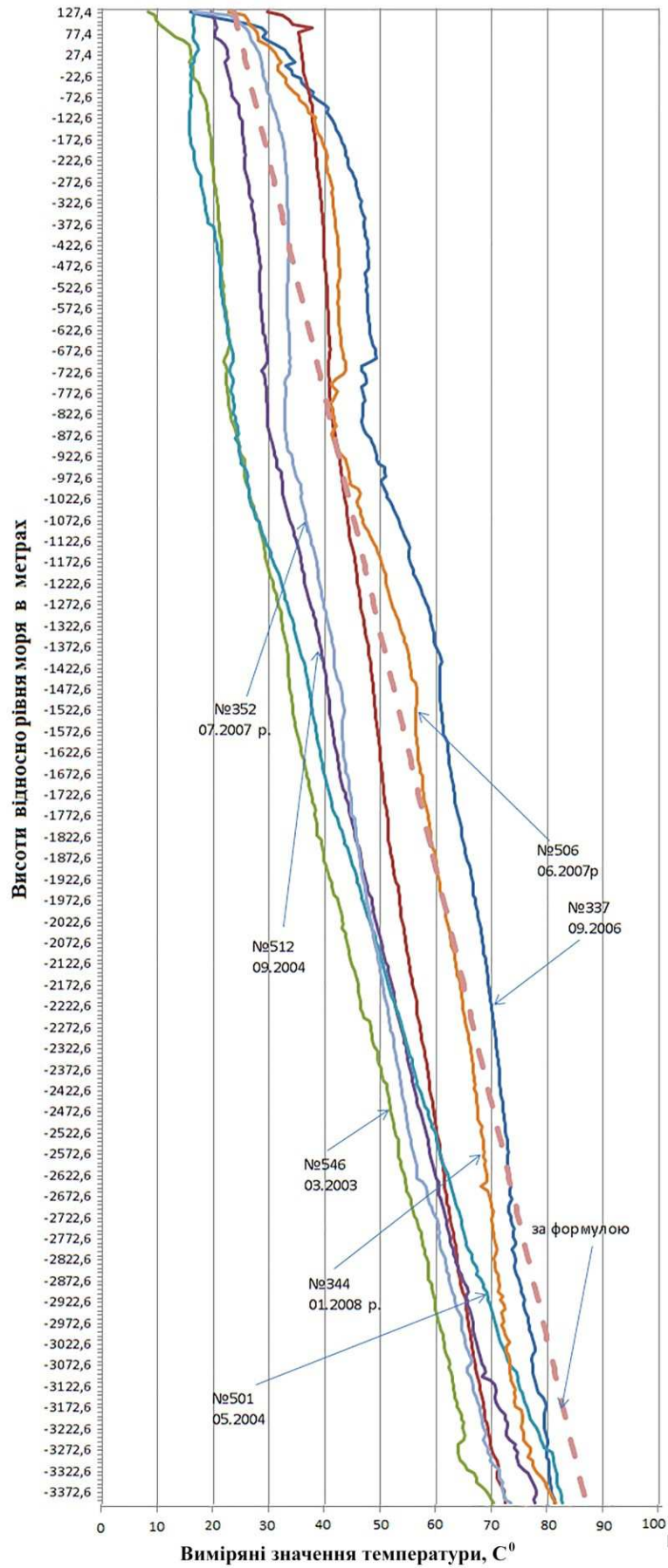


Рисунок 1 – Результати вимірів температури на Бугруватівському родовищі

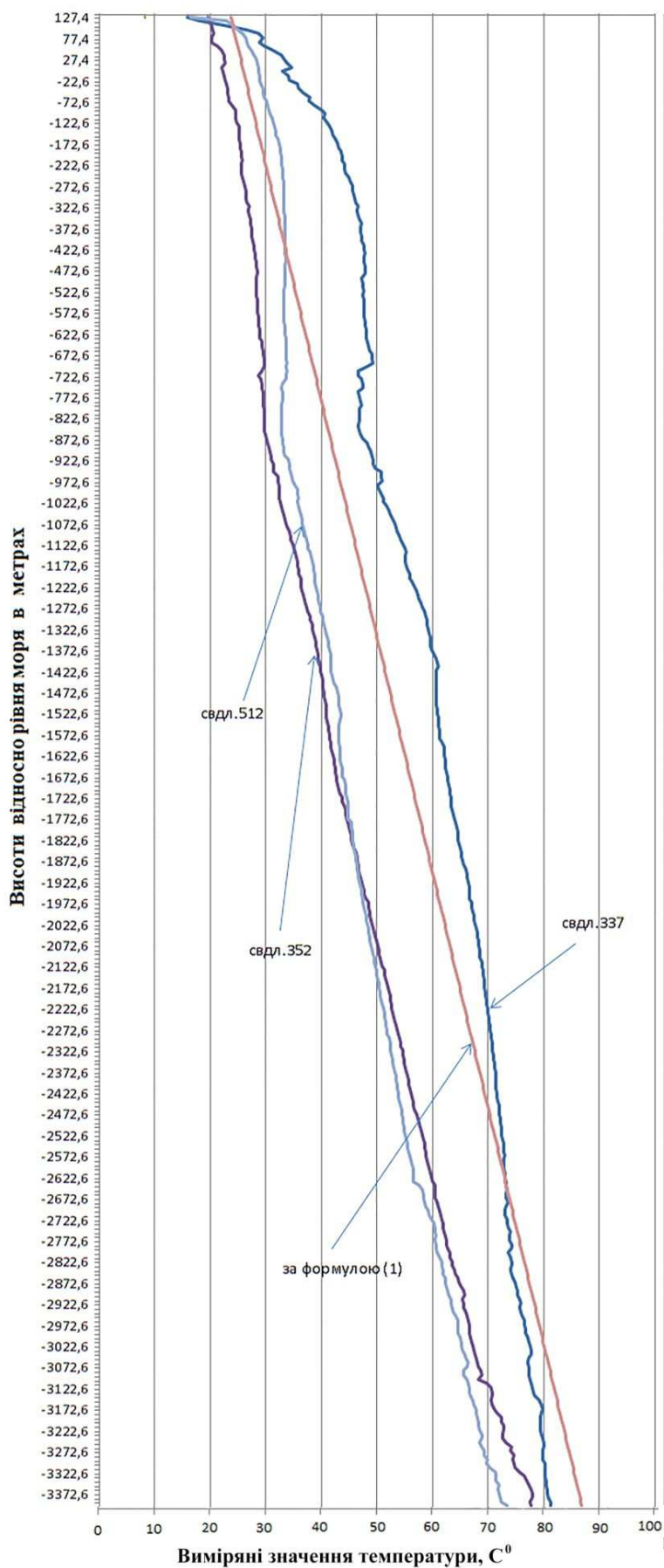


Рисунок 2 – Графік зміни температури в трьох близько розміщених свердловинах

Як ми вже зазначали, рівняння регресії слід одержувати окремо як для групи свердловин температурний режим яких вважається тривалим, так і для групи свердловин, дані про температурний режим яких одержано під час каротажу, який проводили відразу після закінчення процесу буріння. В першому випадку ми одержимо вираз, який дозволить прогнозувати температуру затрубного простору, спричинену дією екзогенних факторів. В другому випадку - температуру затрубного простору свердловини під час буріння, яка буде характеризувати  $t_{i, \text{стат}}$ . Для даного випадку до першої групи відносяться тільки дві свердловини 337 і 506. До другої групи – свердловини 352, 512, 501, 546 і 344.

Для прогнозу пропонується розглядати температуру на висоті  $H$  відносно рівня моря –  $t_{i, \text{стат}}$  як величину, яка лінійно залежить від чотирьох просторових координат  $x$ ,  $y$ ,  $H$  і часу  $T$ :

$$\left. \begin{aligned} t_{i, \text{стат}} &= \alpha_1 x + \alpha_2 y + \alpha_3 H + \alpha_4 T + b, \\ H &= H_{\text{устя}}, \dots, H_{\text{забою}} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

де  $b$ ,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\alpha_3$ ,  $\alpha_4$  - параметри, які треба визначити.

Матричний запис рівняння (4):

$$Y = X \alpha, \quad (5)$$

де  $Y$  – вектор залежної змінної, розмірності  $k \times 1$ ,  $k$  - кількість точок, в яких вимірювали температуру в свердловині;

$X$  – матриця незалежних змінних ( $x, y, H, T$ ) розмірності  $k \times 4$ ;

$\alpha$  – вектор незалежних параметрів розмірності  $5 \times 1$ .

Для оцінювання невідомого вектора параметрів залежності (5) слід розглядати не як функціональну, а як стохастичну, що дає можливість для визначення параметрів використати метод найменших квадратів (МНК) [4].

$$Q = Q(\alpha) = \sum_{i=1}^k (y_i - \alpha_1 x_{i1} - \alpha_2 x_{i2} - \alpha_3 x_{i3} - \alpha_4 x_{i4} + b)^2 = \min. \quad (6)$$

Такий підхід дає змогу не тільки знайти параметри залежності (6), але і додаткову регресійну статистику для оцінки достовірності результатів, а саме:

а) коефіцієнт детермінованості –  $r^2$ , який за  $F$ -статистикою дає змогу оцінити, у випадку  $r^2$  близького до одиниці, чи не є встановлений зв'язок просто випадковим;

б) значення оцінок стандартних похибок коефіцієнтів  $\alpha$  –  $S_\alpha$ , що дозволяє протестувати вплив кожного з них на значення температури.

Для п'ятих свердловин другої групи за даними замірів температури (2210 значень вимірюваних температур від гирла до вибою з інтервалом 10 м) за залежностями (2-6) одержали рівняння регресії:

$$t_{i, \text{стат}} (\text{в градусах}) = 16,4 + 0,122T - 0,0154H + 0,0005y - 0,00095x. \quad (7)$$

Значення просторових координат в формулі (7) приймаються в метрах,  $T$  – в місяцях (для даного випадку від дати 03.2002 р.), результат одержуємо в градусах. Зазначимо, що рівняння справедливе тільки для вибраної нами умовної системи координат.

Коефіцієнт детермінованості виявився рівним 0,932, що свідчить про сильну залежність між параметрами і температурою в стовбурі свердловини.

Значення стандартних похибок коефіцієнтів виявились рівними:  $S_{\alpha_1}=0,005$ ,  $S_{\alpha_2}=1E-4$ ,  $S_{\alpha_3}=0,003$ ,  $S_{\alpha_4}=0,0001$  і  $S_b=2,7$ , що вказує на можливу залежність температури від кожного з цих факторів, особливо від  $H$ .

За наявності відповідних даних за цією ж методикою можна виконати і прогнозування температурного режиму в затрубному просторі- $t_T$ .

Знайдені значення  $S_\alpha$  дозволяють встановити вплив кожного з коефіцієнтів  $\alpha$  на результат. Для цього знаходять значення для даного

коефіцієнта  $t = \frac{\alpha}{S_\alpha}$  і порівнюють його з крити-

чним значенням, яке можна знайти за допомогою функції Microsoft Excel СТЮДРАСПОБР. Відповідні значення коефіцієнтів виявились рівними  $t_T=26$ ,  $t_H=168$ ,  $t_x=1,7$ ,  $t_y=8,8$ ,  $t_b=6$  при критичному значенні СТЮДРАСПОБР(0,05; 2210)=1,96. Це дозволяє зробити впевнений висновок, що всі параметри є корисні для підраунку температури. Для даного родовища основний вплив на значення температури має глибина і час розробки родовища. Що стосується параметрів планового положення, то порівняно малі значення  $t$  свідчать, що досліджувані свердловини знаходяться на площі, де відсутнє значне літолого-стратиграфічне диференціювання порід.

Для порівняння точності апроксимації були пораховані суми квадратів відхилень вимірюваних значень температури від одержаних для тих же глибин за допомогою рівнянь (7) і (2) і відповідні їм значення середньо квадратичних похибок за формулою:

$$m = \sqrt{\frac{SSE}{n-1}},$$

де  $n$  – загальна кількість вимірів температури в усіх свердловинах на всіх висотах - 2210.

Одержані значення середньоквадратичних похибок -  $m$  для рівняння множинної лінійної регресії за результатами розрахунків виявились рівним  $4,3^{\circ}\text{C}$ , а для рівняння (2)  $12,7^{\circ}\text{C}$ , що свідчить про значне підвищення точності.

## Висновки

Для родовища, яке вже тривалий час знаходиться в експлуатації, виміряні в свердловинах значення температури на одних і тих же висотах можуть відрізнятись до  $20^{\circ}\text{C}$  і за відсутності літолого-стратиграфічного диференціювання порід.

Температура в стовбурі свердловини в процесі буріння залежить від техногенних факторів і значно відрізняється від температури затрубного простору, яка залежить переважно від екзогенних факторів.

Така різниця температур відчутно впливає на напружено-деформований стан гірських порід і, відповідно, на режими буріння і повинна враховуватись при виборі бурових і тампонажних розчинів.

Значення температури в стовбурі значимо корелюються не тільки з глибиною і літолого-стратиграфічним диференціюванням порід, але і загальним підвищенням температури родовища в процесі його експлуатації. Тому, при вивченні теплових процесів під час розбурювання родовища, використовуючи рівняння множинної регресії, параметри якого визначені з використанням даних вимірів температури в ряді вже пробурених свердловин, можна одержати для даного родовища більш точні дані про тепловий режим, ніж з використанням традиційних методик.

### Література

- 1 Мехтиев Ш.Ф. Геотермия нефтеносных областей Азейбарджана и Туркмении / Ш.Ф.Мехтиев, А.А.Геодекян, А.Б.Цатурянц и др. – М: Наука, 1973. – 294 с.
- 2 Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. – М: Недра, 1982. – 247 с.
- 3 Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М: Финансы и статистика, 1981. – 303 с.
- 4 Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1977. – 832 с.
- 5 Поляков Г.Г. Температурный режим в бурящихся скважинах./ Г.Г. Поляков // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 7.
- 6 Щербан А.Н., Черняк В.П. Прогноз и регулирование теплового режима при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 1974.
- 7 Tragesser A.F. A method for calculating temperatures.: Jour. Petr. Tech., nr 11, 1967. - p. 1507-1512.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
19.11.14*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Гасюком І.М.*

*(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

## ЕРОЗІЙНЕ ЗНОШУВАННЯ ФАСОННИХ ЕЛЕМЕНТІВ ГАЗОПРОВОДІВ

*Т. І. Марко, Я. В. Дорошенко*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42157,  
e-mail: s n p @ n i n g . e d u . u a*

*Розглянуто конструкції елементів газотранспортної системи, де відбувається складний рух газового потоку, зміна напрямку потоку, ерозійне зношування стінки труби. Встановлено, де вздовж лінійної частини газопроводів розміщуються такі елементи.*

*Здійснено аналіз складу та фізичних властивостей накопичень, які знаходяться у внутрішній порожнині газопроводів. Встановлено, що малов'язкі накопичення, продукти корозії внутрішньої стінки труби знаходяться в порожнині газопроводів на значній віддалі від компресорних станцій, а, отже, ерозійне зношування фасонних елементів, які містяться в об'язці компресорної станції на виході є не таким інтенсивним як на вході в компресорну станцію. Високов'язкі застигаючі накопичення у внутрішній порожнині газопроводів знаходяться у малорухомому вигляді і на величину ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів практично не впливають.*

*Розглянуто механізм ерозії фасонних елементів лінійної частини газопроводів, методології вивчення та прогнозування ерозії. Встановлено, що основними параметрами, які впливають на величину ерозійного зношування є розмір частинок, які знаходяться у внутрішній порожнині газопроводів, їх форма, властивості, швидкість, кут удару.*

*Побудовано схеми руху твердих частинок фасонними елементами лінійної частини газопроводів та визначено місця, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу.*

*Розроблено методику розрахунку швидкості ерозії відводів газопроводів та наведено заходи, які дають змогу зменшити швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів.*

*Ключові слова: ерозійне зношування, фасонні елементи, відвід, трійник, перехідник, малов'язкі накопичення, двофазний потік, швидкість ерозії, траєкторія руху.*

*Рассмотрены конструкции элементов газотранспортной системы, где происходит сложное движение газового потока, изменение направления движения потока, эрозия стенки трубы. Установлено где вдоль линейной части газопроводов размещаются такие элементы.*

*Осуществлен анализ состава и физических свойств накоплений, которые находятся в внутренней полости газопроводов. Установлено, что маловязкие накопления, продукты коррозии внутренней стенки трубы находятся в полости газопроводов на значительном расстоянии от компрессорных станций, а следовательно эрозийное изнашивание фасонных элементов, которые содержатся в обвязке компрессорной станции на выходе является не таким интенсивным как на входе в компрессорную станцию. Высоковязкие застигающие накопления во внутренней полости газопроводов находятся в малоподвижном виде и на величину эрозии фасонных элементов газопроводов практически не влияют.*

*Рассмотрен механизм эрозии фасонных элементов линейной части газопроводов, методологии изучения и прогнозирования эрозии. Установлено, что основными параметрами, которые влияют на величину эрозийного изнашивания есть размер частиц, которые находятся в внутренней полости газопроводов, их форма, свойства, скорость, угол удара.*

*Построены схемы движения твердых частиц фасонными элементами линейной части газопроводов и определены места, где интенсивнее всего происходит их столкновение со стенкой трубопровода.*

*Разработана методика расчета скорости эрозии отводов газопроводов и приведены мероприятия, которые дадут возможность уменьшить скорость эрозии фасонных элементов линейной части газопроводов.*

*Ключевые слова: эрозия, фасонные элементы, отвод, тройник, переходник, маловязкие накопления, двухфазный поток, скорость эрозии, траектория движения.*

*The constructions of the gas-transport system elements, where difficult motion of gas stream, change of the stream direction and erosion of pipe wall occurs, was studied. It was found out where such elements are located along linear portion of the gas pipelines.*

*The analysis of composition and physical properties of the depositions, which are in the internal cavity of the gas pipelines, was carried out. It was determined that low-viscosity depositions and corrosion products of internal pipe wall are in the cavity of gas pipelines at a considerable distance from the compressor stations, and, thus, erosion of the shaped elements that are a part of the compressor station manifold is not such intensive at the output as at the input of the compressor station. High-viscosity setting depositions in the internal cavity of the gas pipelines are in a sluggish form and they virtually do not exert any influence on the size of erosion of the shaped elements of the gas pipelines.*

*The mechanism of the shaped elements erosion of the gas pipelines linear portion, as well as methodology for studying and prognostication of erosion was considered. It was determined that the main parameters, which influence extent of erosion, include the size of particles that are in the internal cavity of the gas pipelines, their form, properties, speed, and angle of shock.*

*The schemes of solid particles motion in the shaped elements of the gas pipelines linear portion were built and places where their collision with the pipeline wall is the most intensive were determined.*

*Methodology for calculation of the erosion speed of the gas pipeline branch was developed and measures that would provide an opportunity to decrease erosion speed of the shaped elements of the gas pipelines linear portion were provided.*

Key words: erosion, shaped elements, branch, tee, reducer, low-viscosity depositions, two-phase stream, erosion speed, motion trajectory

**Вступ.** Сучасна газотранспортна система України є складною мережею газопроводів, яка складається з прямих ділянок, кривих гарячого і холодного гнуптя, трійників, перехідників різної форми, компенсаторів, перекривної та регулювальної арматури. У більшості з таких елементів газотранспортної системи відбувається складний рух газового потоку, зміна напрямку потоку, що призводить до ерозійного зношування стінки труби. Ерозійне зношування є одним з чинників, які зменшують залишковий ресурс фасонних елементів газопроводів.

У сучасних умовах старіння газотранспортної системи України в цілому (багато газопроводів експлуатуються більше 40 років) величина ерозійного зношування багатьох фасонних елементів може складати більше 10 мм. Тому тільки своєчасна оцінка технічного стану фасонних елементів газопроводів та якісний і своєчасний їх ремонт дадуть змогу уникнути значних втрат, які будуть зумовлені аваріями. Проблема оцінювання і прогнозування технічного стану фасонних елементів з кожним роком буде набувати все більшої актуальності.

Ерозійне зношування – ерозія твердої поверхні, зумовлена впливом на неї твердих або рідких частинок. Ці частинки містяться в транспортваному продукті і мають кінетичну енергію, достатню, щоб призвести до зношування металеві труби. Ерозія фасонних елементів лінійної частини газопроводів може призвести до розриву труби і втрат продукту, становить загрозу для життя і може бути причиною руйнувань будівель, оскільки велика кількість таких елементів розміщена в середині будівель та в межах території компресорних станцій, підземних сховищ газу.

Ерозією називають деградацію стінки труби, зумовлену її зношуванням частинками, які рухаються з великою швидкістю в потоці газу. Ерозійне зношування є одним із чинників, які зменшують залишковий ресурс фасонних елементів лінійної частини газопроводів. Процес ерозійного зношування відводів газопроводів більшою мірою проявляється на їх опуклому боці. За результатами досліджень, викладених в [9], встановлено, що швидкість ерозійного зношування відводів газопроводів складає до 0,3 мм в рік. Наслідки ерозійного зношування відводу показано на рис. 1.

Теоретично та експериментально ерозійне зношування стінки труби досліджували багато науковців. Було встановлено, що хімічна реакція між матеріалом трубопроводу і забрудненнями, які містяться у внутрішній порожнині трубопроводу, призводять до утворення частинок у вигляді дуже тонких порошків або вологої смоли. Забруднення разом з такими частинками рухаються трубопроводом і призводять до ерозійного зношування стінки фасонних



**Рисунок 1 – Ерозійно-зношений відвід**

елементів трубопроводу. Якщо ж в газопроводі немає забруднень, то він знаходиться під мінімальним ризиком ерозії [2]. Забрудненнями, які призводять до ерозійного зношування стінки фасонних елементів газопроводів є суміш піску, окалини, кількох молекулярних і кристалічних структур заліза та сірки [3]. Вони є продуктами кородування внутрішньої стінки трубопроводів [2-6]. Особливо активно внутрішньотрубна корозія відбувається у газопроводах, які забруднені конденсатом, оскільки він містить діоксид вуглецю ( $\text{CO}_2$ ), кисень ( $\text{O}_2$ ), сірководень ( $\text{H}_2\text{S}$ ) і тому є причиною внутрішньотрубною корозії. Газоподібні  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$  і  $\text{O}_2$  призводять до внутрішньотрубною корозії і формування  $\text{FeS}$  і  $\text{FeCO}_3$ . Надалі вони можуть бути перетворені в  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ . Сірководень знаходиться в природному газі або ж він може бути утворений в результаті хімічних реакцій. Іншими забрудненнями, які бувають у внутрішній порожнині газопроводів, є рідкі вуглеводні, солі, хлориди, сульфати, пісок, асфальтени та залишки зварювання. З точки зору ерозії, оксиди заліза, такі як магнетит, призводять до значного ерозійного зношування, оскільки мають велику твердість [5].

Було встановлено, що зменшити величину ерозійного зношування можна збільшивши температуру потоку газу та зменшивши інтенсивність турбулентності, зменшуючи тим самим частоту інерційного моменту та частоту контакту твердих частин, які є в потоці транспортного газу, з стінкою труби. Дослідним шляхом встановлено, що швидкість ерозії відводів у 50 раз більша, ніж прямих ділянок газопроводу [7].

В Україні дослідження ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів практично не виконувались.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття.** Якщо однофазні газові (повітряні) потоки у фасонних елементах газопроводів вивчені достатньо добре, то потік двофазних речовин у місцях опору, таких як: відводи, трійники, перехідники практично не вивчалися. Щоб забезпечити надійність фасонних елементів газопроводів необхідно визначити місця їх максимального ерозійного зношування, дослідити динаміку ерозійного зношування, розробити методики контролю зміни форми та величини ерозійного зношування під час експлуатації газопроводів, методики визначення залишкового ресурсу фасонних елементів і прогнозування ерозійного зношування на заданий період експлуатації газопроводу.

**Формулювання завдань дослідження.** Завданням дослідження є вивчення конструкції елементів газотранспортної системи, де відбувається ерозійне зношування стінки труби, дослідження механізму ерозії фасонних елементів лінійної частини газопроводів, побудова фізичної картини руху двофазного потоку у фасонних елементах газопроводів та визначення місць, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу, розроблення методики розрахунку швидкості ерозії відводів газопроводів та заходів, які дадуть змогу зменшити швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів.

**Виклад основного матеріалу.** Як зазначено вище, елементами газотранспортної системи, де відбувається зміна напрямку потоку і найбільшою мірою відбувається ерозійне зношування стінки труби є: відводи (криві гарячого гнуття), криві холодного гнуття, трійники, перехідники різної форми.

Відводами називають криві фасонні елементи лінійної частини газопроводів, призначені для плавної зміни напрямку трубопроводу (рис. 2). Відводи класифікують залежно від матеріалу, з якого вони виготовлені, діаметра відводу, кута згину. Кожен виріб має свою марку. За способом виготовлення розрізняють відводи гнуті гладкі, виготовлені з труб протягуванням у гарячому стані, гнуті при індукційному нагріванні, штамповані з двох половин.



Рисунок 2 – Відводи трубопроводу

Трійники – фасонні елементи лінійної частини газопроводів з трьома під'єднувальними кінцями. Трійник призначений для під'єднання відгалужень до основної магістралі. За способом виготовлення розрізняють трійники гарячого штампування (рис. 3), штампозварні (з штампованими відводами гарячого штампування), трійники зварні без спеціальних підсилюючих елементів та трійники зварні, підсилені накладками.



Рисунок 3 – Штампований трійник

Перехідники – фасонні елементи лінійної частини газопроводів, призначені для плавної зміни діаметра трубопроводу (рис. 4). Перехідники застосовуються для з'єднання труб у місці зміни діаметра. Вони поділяються на концентричні та ексцентричні.



Рисунок 4 – Концентричний перехідник

Найбільша кількість фасонних елементів лінійної частини газопроводів (відводів, трійників, перехідників) міститься на компресорних станціях, підземних сховищах газу, газорозподільних станціях в об'язках їх основного і допоміжного технологічного обладнання (рис. 5, а). З відводів гарячого гнуття складаються Г-, Z- і П-подібні компенсатори надземних переходів газопроводів (рис. 5, б), відводи містяться в місцях різких зломів рельєфу місцевості, поворотів траси трубопроводу, відводи і трійники містяться в місцях під'єднання до магістралі лупінгів, резервних ниток. Також трійники містяться на початку кожного відводу від магістралі.



а)



б)

а) обв'язка компресорних цехів; б) Z-подібний компенсатор

Рисунок 5 – Місця розміщення фасонних елементів лінійної частини газопроводів

Оскільки ерозійне зношування стінки труби зумовлене впливом на неї твердих або рідких частинок, які знаходяться у внутрішній порожнині трубопроводу, то для прогнозування ерозійного зношування треба знати склад і фізичні властивості накопичень у внутрішній порожнині газопроводів. Для аналізу складу і фізичних властивостей накопичень у внутрішній порожнині газопроводів виконувались фізико-хімічні операції над пробами, які відібрались з порожнини газопроводів “Уренгой-Помари-Ужгород”, “Союз”, “Братерство” в моменти аварій або врізок на лінійній частині. Крім того, проби відбирались з конденсатозбірників в момент їх продування.

За зовнішнім виглядом накопичення у внутрішній порожнині газопроводів можна розділити на дві групи:

- рідкі малов'язкі накопичення – газовий конденсат та вода;
- високов'язкі застигаючі смолисті накопичення.

Накопичення першої групи спостерігались в порожнині газопроводів на значній відстані від компресорних станцій (більше 25 км), що дозволяє зробити припущення про їх походження. Аналіз вологості транспортованих газів свідчить, що ці накопичення випадають на позначці, де досягається точка роси перекачаного газу по воді і вуглеводнях. В зв'язку з цим в склад цих накопичень входить газовий конденсат, представлений важкими вуглеводнями, які випали з газу, і водою. Після тривалого відстою проби спостерігалась границя розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливались в широких межах. Відносна густина цих продуктів по воді при нормальних умовах коливалась в межах від 0,785 до 1,06. Динамічна в'язкість, яка вимірювалась капілярним віскозиметром, коливалась в межах 1-5 сПз. Визначити статичну залежність між фізичними властивостями цієї групи накопичень і параметрами газопроводу було неможли-

во, оскільки для будь-яких регресивних побудов коефіцієнт кореляції був близький до нуля.

Кисле середовище, яке створюється рідкими накопиченнями в порожнині газопроводу призводить до збільшення швидкості корозії внутрішньої стінки труби і, як наслідок, збільшення вмісту металів у внутрішній порожнині газопроводів, які є твердими забрудненнями і рухаючись в потоці газу призводять до інтенсивнішого ерозійного зношування фасонних елементів.

Оскільки рідкі малов'язкі накопичення, продукти корозії внутрішньої стінки труби спостерігались в порожнині газопроводів на значній віддалі від компресорних станцій, то ерозійне зношування фасонних елементів, які містяться в обв'язці компресорної станції на виході є не таким інтенсивним як на вході в компресорну станцію.

Високов'язкі застигаючі накопичення у внутрішній порожнині газопроводів є речовиною, яка схожа на консистентні мастила нафтового походження. У газопроводі вони знаходяться у малорухомому вигляді, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною біля нижньої твірної і на величину ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів практично не впливають.

Є три науково-дослідні методології вивчення та прогнозування ерозії. Перший метод полягає у розробленні математичних моделей для одержання рівнянь прогнозування швидкості ерозії або залишкового ресурсу для різних матеріалів з різними властивостями продукту та різними умовами впливу. Другий метод – комп'ютерне моделювання. Третій метод полягає у виконанні експериментальних досліджень в конкретних і контрольованих умовах. Для розробки рівнянь прогнозування необхідне чітке розуміння взаємозв'язку між швидкістю ерозії матеріалів та умовами процесу, такими як: розмір частинок, їх форма, властивості, швидкість, кут удару.

Основними параметрами, які характеризують ерозію є: маса частинок  $m_p$ , які рухаються в потоці газу, швидкість удару частинок до сталевій поверхні  $U_p$  та кут характерного впливу  $\alpha$  (рис. 6).

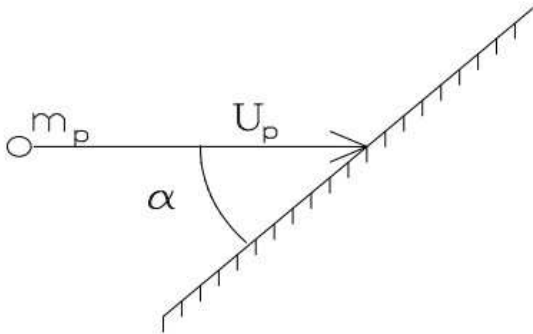


Рисунок 6 – Параметри, які характеризують ерозію

Швидкість ерозії стінки труби залежить від швидкості та розмірів частинок, які переносяться потоком газу, конфігурації фасонного елемента та багато інших чинників. На сьогодні немає чіткого розуміння залежності між швидкістю ерозії стінки труби та умовами процесу, такими як розмір частинок, їх форма, властивості, швидкість, кут удару, просторовий розподіл. Очевидним є те, що чим більша маса та швидкість частинок, тим більша їх кінетична енергія і, відповідно, більша енергія удару та більше ерозійне зношування.

Для дослідження ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів треба знати траєкторію руху твердих частинок цими елементами, визначити місця, де відбувається найінтенсивніше їх зіткнення з стінкою трубопроводу. Схематично рух твердих частин у фасонних елементах лінійної частини газопроводів наведено на рис. 7.

До відводу (рис. 7, а) усі мікро (або нано) частинки рухаються прямолінійною ділянкою газопроводу і мають однаковий напрям і швидкість з потоком газу. Рухаючись згином труби вони вдаряються до стінки опуклого боку відводу і втрачають імпульс. Цей імпульс передається на внутрішню поверхню стінки і призводить до відшарування матеріалу труби від її поверхні.

Якщо газ у трійнику рухається основною магістраллю і відводом, то частина мікрочастинок змінюють свій напрям руху і разом з частиною продукту рухаються відводом трійника. При цьому на початку відводу відбувається ударяння частинок у стінку відводу (рис. 7, б), що призводить до ерозійного зношування частини відводу трійника. Якщо газ у трійнику рухається відводом і попадає у основну магістраль то відбувається ударяння частинок у частину стінки магістралі навпроти відводу (рис. 7, в), що призводить до ерозійного зношування частини магістралі трійника.

У перехідниках від більшого до меншого діаметра відбувається ударяння невеликої частини частинок, які рухаються у потоці продукту, в місце звуження трубопроводу (рис. 7, г), що призводить до незначного його ерозійного зношування.

З найбільшою швидкістю ерозійне зношування стінки труби відбувається з опуклого боку відводів газопроводів. У відводах газопроводів напрям потоку змінюється, частки не рухаються суцільним потоком продукту, а влучають у стінку труби (рис. 7, а). Цей процес відбувається повільно, протягом декількох років, і в кінці-кінців призводить до стоншення стінки труби.

Для запобігання небажаним наслідкам ерозійного зношування відводів треба контролювати швидкість ерозії, яку для відводів газопроводів можна розрахувати за наступною методикою.

Розрахункова схема ерозійного зношування відводу наведена на рис. 8.

Кут характерного впливу

$$\alpha = \arctan \left( \frac{1}{\sqrt{2R_{кр}}} \right), \quad (1)$$

де  $R_{кр}$  – радіус кривизни відводу, який рівний

$$R_{кр} = \frac{R}{D_B}, \quad (2)$$

де  $R$  – радіус згину відводу;

$D_B$  – внутрішній діаметр відводу.

Безрозмірний параметр

$$A = \frac{\rho_n^2 \cdot \vartheta_{y\partial} \cdot D_B \cdot \tan \alpha}{\rho_c \cdot \mu_n} = \frac{Re \cdot \tan \alpha}{\beta}, \quad (3)$$

де  $\rho_n$  – густина продукту, який транспортується трубопроводом;

$\vartheta_{y\partial}$  – швидкість ударяння частинок до стінки трубопроводу (рівна швидкості продукту, який транспортується трубопроводом);

$\rho_c$  – густина частинок;

$\mu_n$  – в'язкість продукту, який транспортується трубопроводом;

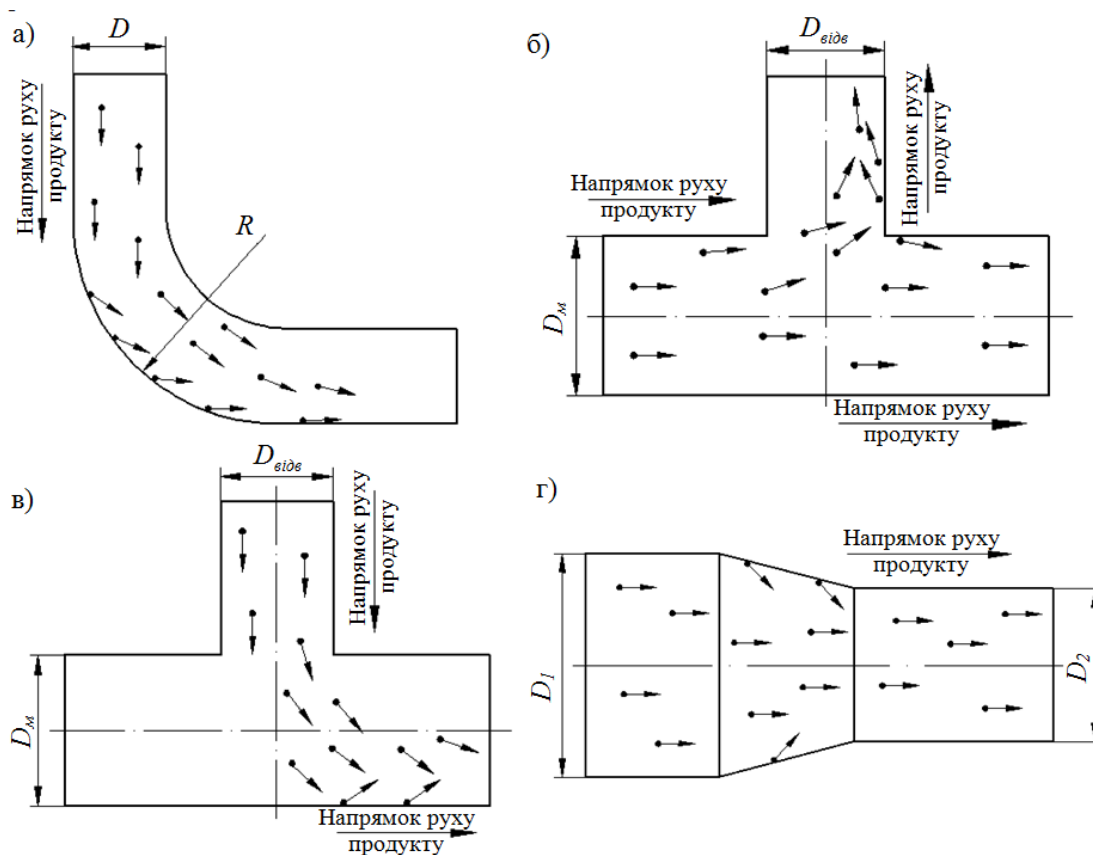
$Re$  – число Рейнольдса;

$\beta$  – відношення густин

$$\beta = \frac{\rho_n}{\rho_c}. \quad (4)$$

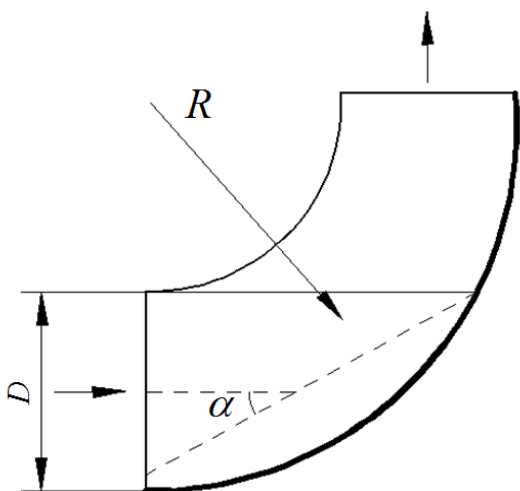
Відношення діаметру найбільших частинок  $d_{н.ч}$  до внутрішнього діаметру трубопроводу

$$\gamma_c = \frac{d_{н.ч}}{D_B} = \begin{cases} \frac{\rho_c}{\rho_n (1,88 \ln A - 6,04)} = \\ = \frac{1}{\beta (1,88 \ln A - 6,04)}; \gamma_c < 0,1 \\ 0,1; \gamma_c \leq 0, \gamma_c > 0,1. \end{cases} \quad (5)$$



а) відвід; б), в) трійник; г) перехідник

Рисунок 7 – Схеми руху твердих частин фасонними елементами лінійної частини газопроводів



— лінія ерозії

Рисунок 8 – Розрахункова схема ерозійного зношування відводу

Функція корекції

$$G = \begin{cases} \frac{\gamma}{\gamma_c}; & \gamma < \gamma_c \\ 1; & \gamma \geq \gamma_c \end{cases} \quad (6)$$

де  $\gamma$  – відношення середнього діаметру частинок  $d_{c,ч}$  до внутрішнього діаметру труби

$$\gamma = \frac{d_{c,ч}}{D_B} \quad (7)$$

Площа частини відводу, де відбувається ерозія стінки труби

$$A_t = \frac{\pi D_B^2}{4 \sin \alpha} \quad (8)$$

Функція

$$F(\alpha) = \sum (-1)^{i+1} A_i \cdot \alpha^i \quad (9)$$

Значення  $F(\alpha)$  знаходиться в діапазоні від 0 до 1.

Швидкість ерозії рівна

$$v_e = \frac{m_q \cdot K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_m \cdot A_t} G \cdot C_1 \cdot C_{заг} \quad (10)$$

де  $m_q$  – масова витрата частинок;

$K$  – стала величина. Для сталі

$$K = 2 \cdot 10^{-9} \frac{M}{c};$$

$n$  – показник швидкості,  $n = 2,6$ ;

$\rho_m$  – густина матеріалу труби;

$C_1$  – коефіцієнт,  $C_1 = 2,5$ ;

$C_{заг}$  – коефіцієнт переведення одиниць вимірювання з [м/с] у [мм/рік],

$$C_{заг} = 3,15 \cdot 10^{10}.$$

На швидкість ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів також впливає повільна пластична деформація матеріалу, наявність дефектів у матеріалі труби, таких як корозійні виразки, тріщини.

### Висновок

Встановлено, що величина ерозійного зношування внутрішньої поверхні фасонних елементів газопроводів залежить від того наскільки вони далеко розміщені від компресорної станції, складу, швидкості та розміру забруднень, які є у внутрішній порожнині газопроводів, конфігурації фасонних елементів. Визначені місця найбільшого ерозійного зношування внутрішньої поверхні фасонних елементів газопроводів складної форми. Аналітичним дослідженням динаміки ерозійного зношування показана можливість прогнозування швидкості ерозійного зношування внутрішньої поверхні трубопроводу залежно від часу і режиму експлуатації газопроводу. Результати розрахунків дадуть змогу визначити оптимальну періодичність обстежень фасонних елементів газопроводів. Встановлено, що найнебезпечнішими з точки зору ерозійного зношування є відводи (криві гарячого гнуття) з поворотом потоку на кут  $90^0$ .

Для уповільнення і контролю ерозійного зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів треба:

- збільшити товщину стінки фасонних елементів лінійної частини газопроводів у місцях, де відбувається найбільше ерозійне зношування;
- збільшити радіус кривизни відводів;
- у місцях, які найбільше піддаються ерозійному зношуванню, застосовувати ерозійно-стійке покриття або вставки – металокераміки чи кераміки;
- регулярно проводити обстеження фасонних елементів у місцях, де відбувається найбільше ерозійне зношування;
- зменшити швидкість потоку газу, але даний крок призведе до зменшення продуктивності трубопроводу.

### Література

- 1 DeCorso S.M. Erosion by Liquid Impact [Text] / S.M. DeCorso, R.E. Kothmann // Symposium on Erosion and Cavitation, Special Technical Publication. – № 307. – 1961. – P. 32-45.
- 2 Baldwin R.M. Black powder in the gas industry – sources, characteristics and treatment [Text] / R.M. Baldwin // GMRC, Report No TA97-4. – 1998. – P. 51-58.
- 3 Arrington S. Pipeline debris removal requires extensive planning [Text] / S. Arrington // Pipeline and gas Journal. – November, 2006. – P. 61-62.
- 4 Baldwin R.M. Black powder control starts locally, works back to source / R.M. Baldwin // Pipeline and gas industry. – April, 1999. – P. 81-87.
- 5 Baldwin R.M. Black powder problem will yield to understanding, planning / R.M. Baldwin // Pipeline and gas pipeline. – March, 1999. – P. 109-112.
- 6 Tsochatzidis N.A. Methods help remove black powder from gas pipelines / N.A. Tsochatzidis, K.E. Maroullis // Oil and gas journal. – vol. 105. – № 10. – 2007. – P. 52-58.
- 7 Niu Y.Y. Evaluation of erosion in a two-way coupled fluid-particle system / Y.Y. Niu // International Journal for Numerical Methods in Fluids. – 36(6). – 2001. – P. 711-742.
- 8 Tilly G.P. Erosion caused by impact of solid particles / G.P. Tilly // Material Science Technology. – №13. – 1979. – P. 287-319.
- 9 Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов, технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов [Текст] : нормативно-технический материал. – М. : ООО “ИРЦ Газпром”, 1998. – 34 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
10.11.14

*Рекомендована до друку*  
професором **Грудзом В.Я.**  
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Братахом М.І.**  
(відділ транспортування газу УкрНДІгаз,  
м. Харків)